



**MARTA SOFIA DA
SILVA FERNANDES**

**INCENTIVOS À MICROGERAÇÃO E IMPACTO NA
POLÍTICA CLIMÁTICA PORTUGUESA**



**MARTA SOFIA DA
SILVA FERNANDES**

**INCENTIVOS À MICROGERAÇÃO E IMPACTO NA
POLÍTICA CLIMÁTICA PORTUGUESA**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energia e Gestão do Ambiente, realizada sob a orientação científica da Doutora Myriam Alexandra dos Santos Batalha Dias Nunes Lopes, Professora Auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro

Dedico este trabalho aos meus pais e namorado pelo apoio incondicional ao longo deste caminho...

o júri

presidente

Prof. Doutor. António José Barbosa Samagaio
professor associado do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro

Prof.^a Doutora Myriam Alexandra dos Santos Batalha Dias Nunes Lopes
professora auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro

Prof.^a Doutora Ana Cristina Caldeira da Silva Gouveia Carvalho
investigadora assistente do CENSE – Centro de Investigação em Ambiente e Sustentabilidade do Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

agradecimentos

Este trabalho não estaria completo sem uma palavra de reconhecimento a todos aqueles que, de uma forma ou de outra, me apoiaram.

Em primeiro lugar gostaria de endereçar um agradecimento sincero e muito especial aos meus pais, por todo o apoio, compreensão, paciência e incentivo que me deram ao longo da minha vida, sem eles nada teria sido possível.

Ao meu namorado, um agradecimento muito especial por todo o apoio, amor, paciência e amizade que me dispensou ao longo deste trabalho.

Aos meus colegas e amigos, o meu “muito obrigada”, pelo afecto, compreensão e incentivo sempre manifestados, nomeadamente à Daniela, Sheila, Susana’s, à Ana...

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer à minha orientadora, Professora Doutora Myriam Lopes pelo apoio, disponibilidade, encorajamento e conhecimento que transmitiu no decorrer deste trabalho.

palavras-chave

microgeração, emissões de gases com efeito de estufa, regimes de apoio, política climática, política energética, alterações climáticas.

resumo

O presente estudo tem por objectivo perceber qual o contributo dos regimes de apoio na implementação da microgeração em Portugal, em particular nos sectores Doméstico e Serviços e qual o seu impacto na Política Climática Nacional. Neste contexto, o Governo Português preconizou a instalação de 50.000 unidades de microgeração em 2010 e 165 MW de potência instalada na rede proveniente da microgeração em 2015. No entanto, apesar de Portugal apresentar um universo de 6.000.000 de potenciais microprodutores, a manter-se a tendência actual estima-se que em 2010 se encontrem ligadas à rede cerca de 20% das 50.000 instalações, o que significa uma poupança de energia eléctrica a nível nacional de cerca de 0,1% e consequentemente representa um potencial de redução de emissões de gases com efeito de estufa de 0,02%.

Embora, a legislação nacional preconize para o regime bonificado uma tarifa remuneratória base de 0,65 €/kWh para a electricidade injectada na rede proveniente das instalações de microgeração com potência instalada até 3,68 kW, este factor por si só tem revelado ser insuficiente uma vez que os resultados demonstram um não cumprimento da meta pré-estabelecida.

Segundo um estudo realizado à escala europeia, os consumidores portugueses são os menos disponíveis para pagar mais por electricidade produzida a partir de fontes de energia renovável e simultaneamente os menos activos na implementação de acções que promovam a eficiência energética, daí a relevância do papel dos regimes de apoio para estimular a microgeração a nível nacional.

Neste sentido é efectuada uma caracterização dos regimes de apoio existentes na União Europeia com o intuito de identificar as características chave que funcionam como elemento facilitador da penetração das tecnologias de produção de energia a partir de fontes renováveis. O intuito desta análise é perceber quais as insuficiências dos mecanismos de apoio à microgeração vigentes em Portugal e em que medida estes podem ser melhorados.

keywords

microgeneration, green house emissions, support schemes, climate policy, energy policy, climate change.

abstract

The present study has the main goal of perceiving what's the contribution of the current support schemes in the implementation of microgeneration in Portugal, particularly in the domestic and services sectors and what's its impact on the National Climate Policy. In this context, the Portuguese government incremented the installation of 50,000 microgeneration units in 2010 and 165 MW of installed capacity in the network from microgeneration by 2015.

Nevertheless, despite Portugal's universe of 6,000,000 potential of micro-producers, keeping the current tendency it is estimated that in 2010 only about 20% of 50,000 facilities will be connected. This will represent energy savings at a national level of about 0.1% and therefore represents a potential to reduce greenhouse gases emissions of 0.02%.

Although national legislation for the subsidized regime grants a base salary rate of 0.65 € / kWh for electricity fed into the grid from microgeneration installations with a base capacity of up to 3.68 kW, this factor alone has proved to be insufficient since the results show a non-compliance of the pre-established goal.

According to an EU scale study the Portuguese consumers are the less willing to pay more for electricity produced from renewable energy sources and simultaneously the individuals less active in implementing actions to promote energy efficiency, hence the role of support schemes to stimulate the microgeneration are more and more relevant.

In this sense it is made a characterization of the support schemes currently implemented in the EU in order to identify the key characteristics that act as a facilitator of microgeneration technologies for producing energy from renewable sources. The purpose of this analysis is to perceive what the shortcomings of the support mechanisms for microgeneration in Portugal and to what extent these can be improved.

ACRÓNIMOS

AC	Alterações Climáticas
AEA	Agência Europeia do Ambiente
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
BT	Baixa-Tensão
CAC	Comissão para as Alterações Climáticas
CB	Certificados Brancos
CdE	Comércio de Licenças de Emissão
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CO ₂	Dióxido de Carbono
COM	Comunicação da Comissão Europeia
COP	Conferência das Partes
CQNUAC	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas
CRE	Certificados de Redução de Emissões
Custo _{Inv}	Custo de Investimento (€/kW)
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
E _{evitadas,l}	Emissões evitadas por instalação de microgeração
E _{evitadas,t}	Emissões evitadas ao longo do tempo de vida da instalação
E-FER	Energia a partir de Fontes de Energia Renováveis
EMs	Estados-Membros
EPPI	Emissões evitadas anualmente nas instalações com pedido de inspecção
ERs	Energias Renováveis
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUROSTAT	Statistical Office of the European Communities
FR	Fontes Renováveis
GEE	Gases com Efeito Estufa
IC	Implementação Conjunta
INE	Instituto Nacional de Estatística, I.P.
IPCC	Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas
kWh	1,0 x 10 ³ Watt por hora

LME _{PS}	Limite Máximo de Produção de Energia Solar
LME _{RP}	Limite Máximo de Produção de Energia das restantes produções
m ²	Metro quadrado
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
Mton CO ₂ eq	Mihões de toneladas de dióxido de carbono equivalente
N _{orç}	N.º de orçamentos consultados
NPPI	Número de instalações com pedido de inspecção
Orç	Orçamentos
PANER	Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis
P _B	Potência de Biomassa
P _E	Potência Eólica
PEAC	Programa Europeu para as Alterações Climáticas
P _H	Potência Hídrica
PIB	Produto Interno Bruto
PNAC	Política Nacional para as Alterações Climáticas
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
Pot _{inst}	Potência das instalações orçamentadas
Pot _{PI}	Potência unitária de cada instalação
PPEC	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica
PQ	Protocolo de Quioto
PR	Período de Retorno
P _s	Potência Solar
QA	Quantidade Atribuída
REN	Rede Eléctrica Nacional
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico Público
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
t	Tempo de vida da tecnologia de microgeração
Taxa SRM	Taxa de subscrição de registo no SRM
Tep	Toneladas equivalentes de petróleo

T_R	Tarifa de Referência
T_V	Tarifa de Venda
UE	União Europeia
UNEP	Programa das Nações Unidas para o Ambiente
UREs	Unidades de Redução de Emissões
WMO	Organização Meteorológica Mundial

Índice

ACRÓNIMOS	i
Índice	iv
Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	xii
1. Introdução e Enquadramento político	1
1.1 Objectivo e Hipóteses de Pesquisa	7
1.2 Abordagem Metodológica	7
1.3 Organização da Dissertação	9
2. Energia e Alterações Climáticas	10
2.1 Impacto do sector energético nas Alterações Climáticas	10
2.2 Política Energética	21
2.2.1 Estratégia da União Europeia	21
2.2.2 Estratégia Portuguesa	39
2.3 Política Climática	54
2.3.1 Estratégia Climática da UE	56
2.3.2 Estratégia Climática Nacional	62
3. Microgeração, Políticas Energética e Climática	69
3.1 Definição de Microgeração	69
3.2 Enquadramento Legal da Microgeração	70
3.3 Microgeração em Portugal	77
3.4 Microgeração - Potencial de poupança de energia e de redução das emissões de CO ₂ eq	86
3.4.1 Metodologia de Cálculo	87
3.4.2 Cenários	97
3.5 Microgeração e Estrutura Tarifária Nacional	101
4. Regimes de apoio à Microgeração	104
4.1 Regimes Apoio – Caracterização dos Instrumentos	104
4.2 Regimes de apoio Europeus	105
4.2.1 Tarifa Bonificada ou Tarifa Premium	108
4.2.2 Sistema de Quotas Obrigatórias e Certificados Verdes	109
4.2.3 Regime de Concurso	110
4.2.4 Incentivos e isenções fiscais	110
4.2.5 Sistema de Contagem	111
4.2.6 Combinação dos Regimes de Apoio	111
4.3 Desempenho dos Regimes de Apoio na UE	112

4.3.1	Energia Eólica.....	114
4.3.2	Biogás.....	116
4.3.3	Biomassa Florestal	118
4.3.4	Mini-Hídrica.....	120
4.3.5	Fotovoltaica.....	122
4.4	Regimes de Apoio à Microgeração em Portugal.....	123
5.	Conclusões.....	134
6.	REFERÊNCIAS	137
6.1	Bibliografia	137
6.2	Webgrafia	141
ANEXOS	143
Anexo 1	143
Anexo 2	147
Anexo 3	148

Lista de Figuras

Figura 1 – Representação esquemática das pressões antropogénicas, impactos e respostas às AC (adaptado de: http://ec.europa.eu/environment/climat/home_en.htm);	2
Figura 2 – Compromissos assumidos pela UE-15 no âmbito do Protocolo de Quioto (COM (2000) 88, 2000);.....	3
Figura 3 - Estimativa do potencial para a redução do consumo de energia na UE em 2020 (COM (2008) 772, 2008);	5
Figura 4 – Produto Interno Bruto (PIB) a preços correntes no período 1996-2009 (Gabinete de Estratégia e Estudos, 2010);.....	11
Figura 5 – Distribuição Percentual da razão entre Importações e Consumo de Energia Primária na UE-27 e Portugal no período 1997-2008 (Eurostat, 2010);.....	12
Figura 6 – Importações em Portugal, no período de 1990-2008 (DGEG, 2010);	13
Figura 7 – Consumo de Energia Primária em Portugal, no período 1990-2008 (DGEG, 2010);.....	14
Figura 8 – Consumo de energia final em Portugal, no período 1990-2007 (DGEG, 2010);.....	14
Figura 9 – Distribuição percentual do consumo de energia final dos principais Sectores de Actividade para 1990 (DGEG, 2010);	15
Figura 10 – Distribuição percentual do consumo de energia final dos principais Sectores de Actividade para 2008 (DGEG, 2010);	15
Figura 11 – Distribuição Percentual de Energia Eléctrica produzida por tipologia de fonte e evolução da produção de energia eléctrica global e de E-FER, no período 1995-2008;.....	16
Figura 12 – Distribuição percentual de energia eléctrica produzida a partir de E-FER, por tipologia de fonte e evolução da produção de energia eléctrica a partir de E-FER, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);.....	16
Figura 13 – Evolução da Energia Eléctrica produzida a partir de E-FER e o Índice de Produtibilidade Hidráulica (IPH) para o período 1997-2009;	17
Figura 14 – Potência instalada para produção de energia eléctrica a partir de E-FER por tipologia de fonte de energia, entre 1998 e 2009 (DGEG, 2010);	17
Figura 15 - Consumo de electricidade por sector em 2007 (DGEG, 2010);.....	18

Figura 16 – Evolução do Consumo de Energia Final e Emissões de GEE para os sectores dos Serviços e Doméstico, no período 1990-2008 (DGEG, 2010) e (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010);	19
Figura 17 – Distribuição percentual das emissões de GEE em Portugal em 1990 e 2008 (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010);	19
Figura 18 – Evolução das emissões nacionais de GEE, sem sumidouros e meta de Quioto (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009) e (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010);	20
Figura 19 – Evolução da intensidade carbónica portuguesa dos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1990 e 2008 (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010) e (DGEG, 2010);	21
Figura 20 – Evolução da Política Energética da UE;	22
Figura 21 - Valores de referência para as metas indicativas nacionais dos EM relativas à electricidade produzida a partir de E-FER no consumo bruto de electricidade em 2010 (Directiva 2001/77/CE, 2001).....	23
Figura 22 – Objectivos globais nacionais para a quota de E-FER no consumo final de energia em 2020 (Directiva 2009/28/CE, 2009);	39
Figura 23 – Categorias Funcionais da ERSE (Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril);	40
Figura 24 – Mercado Regulado e Mercado Liberalizado (Infraestruturas e Acessibilidades - Electricidade, 2008);	41
Figura 25 – Organização do SEN (REN, 2009);	42
Figura 26 – Eixos estratégicos da política energética portuguesa definidos na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 28 de Abril;	46
Figura 27 – Metas indicativas definidas para a produção de E-FER no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003);	47
Figura 28 – Áreas abrangidas pelo PNAEE (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008);	50
Figura 29 – Emissões reais e projectadas para a UE-15 (European Environment Agency (EEA), 2009);	57
Figura 30 - Medidas para cumprimento do PQ (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009);	65
Figura 31 – Conceito de produção descentralizada de energia (Alves, et al., 2008);	70
Figura 32 – Limite anual de potência de ligação registada (Renováveis na Hora, 2009);	74

Figura 33 - Evolução da tarifa de venda à rede para um sistema fotovoltaico, tendo por base o pressuposto de que a potência de ligação máxima é atingida anualmente (Renováveis na Hora, 2009);.....	76
Figura 34 – Cronograma do registo da unidade de microgeração e pedido de certificado de exploração (Paes, 2008);.....	77
Figura 35 - Quantidade de consumidores nos sectores Doméstico e dos Serviços e quantidade de alojamentos familiares, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010) e (INE, 2009);	78
Figura 36 – Distribuição percentual do Consumo de Eléctrica em BT nos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);	78
Figura 37 - Consumo de Eléctrica em BT nos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);.....	79
Figura 38 – Intensidade energética por consumidor nos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);	79
Figura 39 – Registos efectuados no SRM e registos com pedido de inspecção e respectiva meta para 2010 (Renováveis na Hora, 2009);	80
Figura 40 – Potência máxima a instalar até 2015 a partir de Microgeração (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008);	81
Figura 41 – Evolução remuneração atribuída em regime bonificado por MWh;.....	81
Figura 42 – Distribuição espacial de instalações de microgeração em Portugal, até Agosto de 2009 (Certiell, 2009);	82
Figura 43 – Quantidade de registos efectuados no SRM para o regime bonificado no primeiro período (tarifa de referência 0,650 €/kWh) (Renováveis na Hora, 2009);	83
Figura 44 – Quantidade de registos efectuados no SRM para o regime bonificado no segundo período (tarifa de referência 0,6175 €/kWh) (Renováveis na Hora, 2009);	84
Figura 45 – Evolução da quantidade de registos feitos no SRM no regime bonificado para as duas tarifas de referência (Renováveis na Hora, 2009);.....	84
Figura 46 – Grau de eficácia dos registos efectuados no regime bonificado nos dois períodos;	85
Figura 47 – Evolução do Factor de emissão da electricidade no período 1994-2008;.....	88
Figura 48 – Metodologia de cálculo para estimar o potencial de poupança de energia e o potencial de redução de emissões de GEE recorrendo à microgeração com E-FER;	89
Figura 49 – Potência instalada equivalente ao número de pedidos de inspecção registados;	90
Figura 50 - Potencial de poupança de energia da microgeração no primeiro período de registos; ..	91

Figura 51 - Potencial de poupança de energia da microgeração no segundo período de registos;..	91
Figura 52 - Potencial energético da microgeração até 2009;.....	92
Figura 53 – Distribuição percentual da poupança de energia de microgeração recorrendo a E-FER em relação ao consumo de electricidade no Sector dos Serviços e Doméstico;	92
Figura 54 – Contributo da microgeração para a redução de combustíveis fósseis para a produção de electricidade a partir de microgeração recorrendo a E-FER;	93
Figura 55 - Potencial de redução das emissões de GEE a partir de microgeração recorrendo a E-FER;.....	93
Figura 56 - Distribuição do potencial de redução das emissões de GEE e respectivo contributo da microgeração;	94
Figura 57 – Emissões de GEE evitadas anualmente por instalação de microgeração e por tipologia de tecnologia (Gg CO ₂ eq);.....	96
Figura 58 - Emissões de GEE evitadas ao longo do tempo de vida de uma instalação de microgeração e por tipologia de tecnologia (Gg CO ₂ eq);.....	96
Figura 59 – Potencial de poupança de energia eléctrica recorrendo à microgeração, nos cenários Tendência e Mudança;	100
Figura 60 - Potencial de redução das emissões de GEE recorrendo à microgeração, nos cenários Tendência e Mudança;	101
Figura 61 – Evolução do preço de aquisição da energia eléctrica em BT por tipologia de consumidor no período 1980 a 2008 (DGEG, 2009);	102
Figura 62 – Regimes de Apoio predominantes à E-FER na UE-25 (Klein et al. (2008))	107
Figura 63 – Classificação dos Regimes de Apoio na UE (Adaptado de: (Morthorst, et al., 2005));	107
Figura 64 - Regimes de apoio na UE-27 (Morthorst, et al., 2005);.....	112
Figura 65 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à energia eólica na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);.....	115
Figura 66 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia eólica no período 1998 – 2006 na UE-27, incluindo a tendência para 2006 (Sec (2008) 57, 2008);.....	116
Figura 67 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo ao biogás na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo	

(mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);.....	117
Figura 68 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de biogás no período 1998 – 2006 na UE-27, incluindo a tendência para 2006 (Sec (2008) 57, 2008);	118
Figura 69 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à produção de energia a partir de biomassa florestal na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);	119
Figura 70 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia a partir da biomassa florestal no período 1998 – 2005 na UE-27, incluindo a tendência para 2005 (Sec (2008) 57, 2008);.....	120
Figura 71 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à produção de energia a partir de mini-hidráulicas na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);	121
Figura 72 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia a partir de mini-hidráulicas no período 1998 – 2005 na UE-27, incluindo a tendência para 2005 (Sec (2008) 57, 2008);.....	121
Figura 73 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);	122
Figura 74 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos no período 1998 – 2006 na UE-27, incluindo a tendência para 2006 (Sec (2008) 57, 2008);.....	123
Figura 75 – Comparação entre tarifas remuneratórias bonificadas aplicadas às E-FER aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 225/2007 e a tarifa base do Decreto-Lei n.º 363/2007;	124
Figura 76 – Período de retorno médio dos painéis fotovoltaicos em Portugal (adaptado de Alves, 2008);.....	125
Figura 77 – Período de retorno médio da micro-eólicas em Portugal (adaptado de Alves, 2008); .	125
Figura 78 – Resultados do inquérito efectuado a nível europeu relativo a disponibilidade para pagar mais pela E-FER: " <i>Estaria disposto a pagar mais pela E-FER do que para energia produzida a partir de outras fontes? (Se sim) Quanto é que está disposto a pagar a mais?</i> " (Morthorst, et al., 2005);	126

Figura 79 – Receitas referentes ao período de aplicação da tarifa remuneratória bonificada por kW de potência instalado, em Portugal, Espanha, Alemanha, Itália e Grécia (Sousa, et al., 2009);.....	127
Figura 80 – Classificação dos tipos de regimes de apoio consoante a preferência (Resch, et al., 2007);.....	128
Figura 81 – Potência Instalada de E-FER em 2007 (Council of European Energy Regulators, 2008);	129
Figura 82 – Electricidade produzida a partir de E-FER em 2007 (Council of European Energy Regulators, 2008);	129
Figura 83 – Acções para reduzir o consumo de energia – média (Logica - Management and Consulting, 2007);.....	130

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Estrutura do quadro legal do sector energético nacional;	44
Tabela 2 - Dados estatísticos da Microprodução relativos ao Regime Geral – 09-12-2009 (Renováveis na Hora, 2009);	86
Tabela 3 – Informação retirada do modelo STREAM;	98
Tabela 4 – Descrição cenários até 2020 (Adaptado de: (Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais, 2008))	99
Tabela 5 – Resumo dos indicadores utilizados na cenarização;.....	100
Tabela 6 – Condições de atribuição da tarifa bonificada em microgeração a partir de E-FER para o ano base 2008 (Sousa, et al., 2009);	127
Tabela 7 – Critérios de ponderação utilizados na avaliação de desempenho dos regimes de apoio à microgeração em Portugal;.....	131
Tabela 8 – Avaliação do desempenho dos regimes de apoio à microgeração em Portugal;	132

1. INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO POLITICO

As Alterações Climáticas (AC) são a maior ameaça ambiental, social e económica que o planeta e a humanidade enfrentam na actualidade. O aquecimento global do sistema climático tem sido caracterizado através de diferentes permissas tais como o aumento da temperatura média do ar e dos oceanos, o aumento do nível médio da água do mar com a consequente diminuição generalizada dos glaciares. A temperatura média da superfície terrestre registou uma subida de 0,76°C desde 1850, sendo que a maior taxa de subida se registou nos últimos 50 anos, muito provavelmente devido à intensificação da actividade humana, designadamente associada à combustão e consequente incremento na pressão sobre os recursos naturais (European Commission, 2009).

A importância das AC foi reconhecida, em 1979, na Primeira Convenção Mundial do Clima, que na sua declaração final, desafiava os governos a prever e prevenir as potenciais alterações no clima induzidas pelas actividades humanas que pudessem afectar de modo negativo o bem-estar da Humanidade (European Environment Agency (EEA), 2009).

Neste contexto, em 1988, surge o Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC), instituição multinacional criada pela Organização Meteorológica Internacional (WMO) e pelo Programa das Nações Unidas para o Ambiente (UNEP). Este organismo tinha como objectivo a recolha e a sistematização de dados a nível mundial de toda a informação relativa às AC, bem como de que modo as actividades humanas interferem e podem sofrer impactos com essas alterações. O primeiro relatório do IPCC surgiu em 1990, este teve grande impacto nos decisores políticos e na sociedade em geral, pois confirmava a evidência científica do sistema climático. Em 1995, 2001, e 2007 surgem o segundo, terceiro e quarto relatórios que afirmam existir uma influência das actividades humanas no clima global (European Commission, 2009).

Assim, uma das formas de monitorizar a modificação do clima induzida pela acção humana é estimar as emissões de GEE decorrentes das suas actividades. As principais actividades humanas que geram emissões de GEE são: produção de energia pela queima de combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural); alteração do uso do solo e desflorestação, produção de cimento (emissões de dióxido de carbono, CO₂); decomposição anaeróbica de matéria orgânica (emissões de metano, CH₄ em aterros sanitários e na pecuária); uso de fertilizantes nitrogenados (emissões de óxido nitroso, NO₂); e processos industriais que produzem emissões de perfluorocarbonos, hidrofluorocarbonos e hexafluoreto de enxofre.

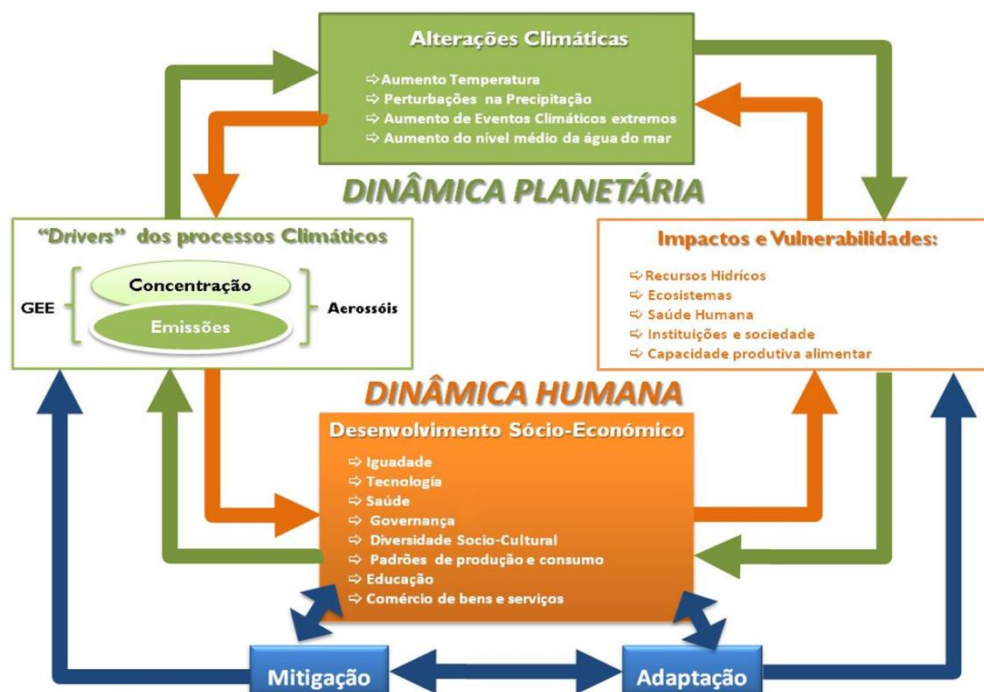


Figura 1 – Representação esquemática das pressões antropogénicas, impactos e respostas às AC (adaptado de: http://ec.europa.eu/environment/climat/home_en.htm);

A revolução industrial, iniciada em meados do século XVIII, veio alterar algumas actividades humanas, principalmente no sector energético. Essas actividades passaram a constituir um factor de alteração do clima, devido à utilização intensiva dos combustíveis fósseis: carvão, petróleo e gás natural. Em média, cerca de 75% das emissões antropogénicas de CO₂ nos últimos 20 anos resultaram da combustão de combustíveis fósseis (Santos, et al., 2001). Este facto aponta o sector energético, como aquele em que há maiores oportunidades e desafios relativos ao combate das AC.

Perante o reconhecimento deste problema e as suas implicações, foi assinado em 1992, na Cimeira da Terra do Rio de Janeiro, a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC) (European Commission, 2009). A Convenção entrou em vigor em Março de 1994 e foi ratificada, posteriormente por 187 países (incluía União Europeia (UE)) tendo Portugal ratificado pelo Decreto n.º 20/93 de 21 de Junho.

O principal objectivo da convenção traduz-se na *"estabilização das concentrações na atmosfera de gases com efeito de estufa a um nível que evite uma interferência antropogénica perigosa com o sistema climático"* (artigo 2.º, UNFCCC, 1992). Os GEE que estejam abrangidos pelo Protocolo de Montreal não estão sujeitos às determinações da CQNUAC.

Em 1997, durante um encontro em Quioto (Japão) da 3ª Conferência das Partes (COP-3), foi assinado por 84 países (e também a UE) o Protocolo de Quioto (PQ) que compromete os países industrializados (chamados países do Anexo I) a reduzirem as suas emissões de GEE em pelo menos 5% no período 2008-2012, relativamente ao ano de 1990. O PQ entrou em vigor a 16 de Fevereiro de 2005 com a adesão da Rússia. Salienta-se que no âmbito do mesmo acordo foi definido que os Países em Desenvolvimento não teriam obrigações de redução de emissões neste período.

O PQ estabelece que a UE-15, como um todo, está obrigada a uma redução das emissões de GEE de 8% em relação às verificadas em 1990. Através de um acordo interno da UE, alguns Estados-Membros (EMs) estão autorizados a aumentar as suas emissões enquanto outros deverão reduzi-las, como ilustra a Figura 2 (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009). No acordo de partilha de responsabilidades a nível comunitário foi estabelecido que Portugal limitaria as suas emissões de GEE em 27% acima do valor das emissões verificadas em 1990. O montante de emissões de GEE que Portugal não poderá exceder no período 2008-2012, ou seja, a Quantidade Atribuída (QA), é de 382 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ (Mton CO₂eq), que representa um valor anual médio de 76,39 Mton CO₂eq (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

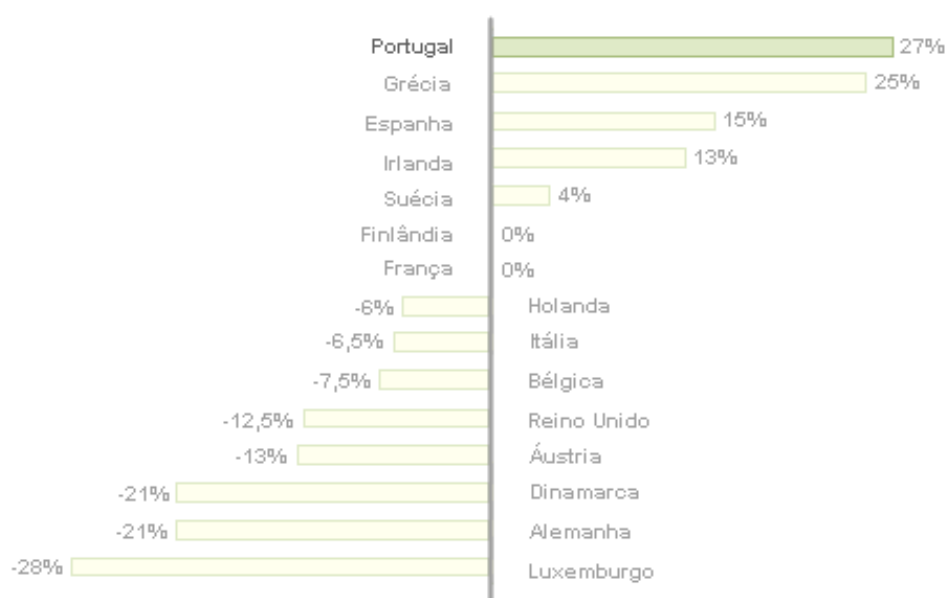


Figura 2 – Compromissos assumidos pela UE-15 no âmbito do Protocolo de Quioto (COM (2000) 88, 2000);

Neste contexto, a UE está fortemente empenhada em liderar acordos a nível mundial no sentido de controlar as repercussões das AC. A UE definiu objectivos energéticos e climáticos ambiciosos, tendentes a reduzir em 20% as emissões de GEE, a aumentar para 20% a quota-parte das fontes de energia renováveis (E-FER) e a economizar 20% de energia no horizonte de 2020 (COM (2007) 1, 2007).

No sentido de cumprir as metas definidas, a UE tem privilegiado progressivamente os regimes de apoio, entre os quais, a tributação indirecta, os incentivos financeiros, as subvenções específicas ou os direitos negociáveis de emissão de poluentes, uma vez que estes proporcionam um meio flexível e eficaz em termos de custos para atingir determinados objectivos políticos (COM (2007) 140, 2007).

A Directiva 2009/28/EC de 23 de Abril apresenta a seguinte definição para os regimes de apoio:

“...qualquer instrumento, sistema ou mecanismo aplicado por um Estado-Membro ou por um grupo de Estados-Membros que promove a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, reduzindo o custo dessa energia, aumentando o preço pelo qual esta pode ser vendida ou aumentando, por meio da obrigação de utilizar energias renováveis ou de outra forma, o volume das aquisições de energias renováveis. Estão incluídos, designadamente, a ajuda ao investimento, as isenções ou reduções fiscais, o reembolso de impostos, os regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis, nomeadamente os que utilizam certificados verdes, e os regimes de apoio directo ao preço, nomeadamente as tarifas de aquisição e os pagamentos de prémios” (Directiva 2009/28/CE, 2009).

A articulação das políticas energética e climática tem por objectivo a concretização de uma economia do carbono com baixos níveis de emissão (COM (2007) 140, 2007). Neste sentido, os regimes de apoio poderão ser relevantes para a redução dos custos de transacção e dos riscos aparentes associados à adopção de novas tecnologias e comportamentos (COM (2008) 780, 2008).

Na sequência do pacote de medidas, proposto pela Comissão e aprovadas pelo Conselho Europeu, relativas ao clima e à energia que contêm metas de 20-20-20 de redução do consumo de energia e das emissões de GEE, e do aumento da quota de energias renováveis até 2020. A diminuição do consumo de energia contribui de forma significativa para alcançar estes objectivos (COM (2007) 1, 2007) e (COM (2007) 2, 2007).

Neste contexto, o sector dos edifícios oferece numerosas oportunidades de acção em condições economicamente rentáveis. Os edifícios (serviços e residenciais) são o maior consumidor de

energia e emissor de CO₂ na UE, sendo responsável por cerca de 40 % do consumo total final de energia e por 36% do total das emissões de CO₂ e é simultaneamente responsável por cerca de metade das emissões de CO₂ não abrangidas pelo regime de comércio de licenças de emissão. No entanto, tem um grande potencial ainda inexplorado para realizar poupanças de energia economicamente rentáveis que, se concretizadas, significa que em 2020 a UE consumiria menos 11% de energia final como explicita a Figura 3. Acarretando benefícios, como a redução das necessidades de energia, redução da dependência das importações e do impacto no clima (nomeadamente, emissões de GEE), a diminuição da factura energética, o aumento do emprego e a promoção do desenvolvimento local (COM (2008) 780, 2008).

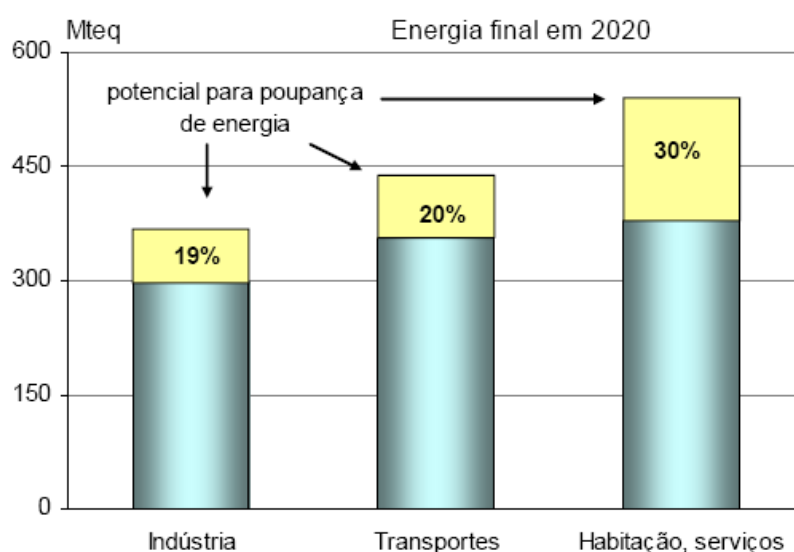


Figura 3 - Estimativa do potencial para a redução do consumo de energia na UE em 2020¹ (COM (2008) 772, 2008);

Além disso, o sector dos edifícios é crucial para o cumprimento dos objectivos em matéria de energia e clima com o menor custo possível para os cidadãos e para a sociedade em todos os EMs e é significativo o valor acrescentado dos esforços a desenvolver em comum. Este facto justifica mais ainda a acção a nível da UE (COM (2008) 780, 2008). No entanto, as características específicas do sector dos edifícios limitam o ritmo a que aumenta a eficiência energética, os materiais de construção, as técnicas de construção adoptadas, os aparelhos e os serviços relacionados com os edifícios são um elemento importante.

¹ A Figura 3 é resultado da aplicação de uma metodologia de avaliação de políticas e medidas MURE (<http://www.mure2.com/>) que tem por base indicadores plurianuais.

Segundo Agência Europeia do Ambiente (AEA), o consumo de energia final no sector dos edifícios está correlacionado com os seguintes factores:

- Condições climáticas;
- Eficiência energética;
- Alterações nos padrões de consumo (European Environment Agency, 2008).

Na última década em Portugal tem-se verificado uma tendência de aumento do consumo de energia nos edifícios, este acréscimo é explicado pela aproximação dos níveis de conforto habitacional à média europeia, mas também é resultado de uma elevada ineficiência energética induzida pelo crescimento dominante de consumos nos sectores doméstico e dos serviços (Ministério da Economia e da Inovação, 2007). Dado que os hábitos energívoros dos consumidores não estão tão sujeitos à disciplina do mercado como as empresas (sector industrial), bem como à ausência de políticas coerentes e consensuais sobre o ordenamento do território e a energia, em particular no que toca a medidas de controlo dos custos, de eficiência energética e de sustentabilidade ambiental.

Salienta-se o facto que os edifícios, residenciais e de serviços, são responsáveis por mais de 60% de toda a electricidade disponibilizada ao consumo, o que revela que, se a electricidade é um problema para as emissões de CO₂, os edifícios têm de ser parte da sua solução.

A produção descentralizada de energia ou microgeração, entendida como geração de energia (eléctrica e térmica) pelo próprio consumidor utilizando equipamentos de pequena escala, e com a possibilidade do excedente de energia eléctrica (tendo em conta as necessidades do mesmo) poder ser vendido à rede de distribuição, afigura-se como a grande tendência futura, com os consequentes ganhos de eficiência energética e impactos ambientais positivos.

A implementação do paradigma da produção descentralizada de energia é visto como uma oportunidade para atingir os objectivos políticos estabelecidos quer ao nível energético quer ao nível da sustentabilidade ambiental no sector doméstico e edifícios, na UE como um todo e consequentemente em Portugal.

Neste contexto é importante salientar o papel da regulamentação política por forma a induzir uma maximização da utilização da microgeração como alternativa de produção de energia, através de incentivos e instrumentos de mercado, tendo em vista a concretização dos seus potenciais benefícios.

1.1 OBJECTIVO E HIPÓTESES DE PESQUISA

Os sectores dos Serviços e Doméstico contribuem em cerca de 4 a 7% das emissões totais de GEE em Portugal no período de 1990 a 2008, sendo responsável por 62% do consumo de electricidade. Tendo em conta que Portugal necessita reduzir as emissões, em aproximadamente 3%, relativamente a 2008 para cumprir a meta de Quioto, uma intervenção mais efectiva ao nível da procura e oferta de energia nestes sectores poderá representar uma janela de oportunidade para uma eficaz redução das emissões de GEE (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010). Neste contexto, o presente trabalho tem como objectivo geral perceber qual o contributo dos regimes de apoio na afirmação do sector da microgeração em Portugal, em particular nos sectores Doméstico e Serviços e qual o seu impacto na Política Climática Nacional.

Neste estudo pretendem-se validar as seguintes hipóteses:

- 1) A microgeração a partir energias endógenas, contribui para diminuição da dependência energética externa;
- 2) A microgeração, recorrendo a energias endógenas contribui para a redução das emissões de GEE;
- 3) Os regimes de apoio adequados contribuem para o incremento da microgeração nos sectores Doméstico e dos Serviços.

1.2 ABORDAGEM METODOLÓGICA

A abordagem metodológica adoptada na realização deste trabalho está organizada da seguinte forma:

1. Pesquisa Bibliográfica:

- Política Energética e Climática Europeia e Nacional;
- Enquadramento legal da Microgeração;
- Procedimento para instalação de um sistema de Microgeração;
- Regimes de Apoio às E-FER.

2. Caracterização do Sistema Energético Nacional:

- Importações, Consumos Energéticos Primário e Final por tipo de combustível, Produção de Energia Eléctrica e Consumo de Energia Eléctrica;
- Contributo das E-FER para a matriz nacional;
- Impacto dos Sectores dos Serviços e Doméstico no sector energético nacional;

- Estimativa do número de consumidores de Baixa Tensão dos sectores dos Serviços e Doméstico.

3. Caracterização das Emissões Nacionais:

- Caracterização das emissões de GEE nacionais;
- Emissões nacionais e cumprimento da meta de Quioto;
- Estimativa das emissões relativas aos sectores dos Serviços e Doméstico.

4. Microgeração em Portugal:

- Enquadramento legal da microgeração;
- Procedimento para instalação de um sistema de microgeração recorrendo a E-FER;
- Caracterização da microgeração nos dois primeiros períodos de registos (nº de registos, potência instalada);
- Distribuição espacial das instalações de microgeração em território nacional.

5. Microgeração no âmbito das Políticas Energéticas e Climática:

- Desenvolvimento de uma metodologia para estimar o potencial de poupança de energia fóssil e de redução de emissões de GEE equivalentes aos registos efectuados no SRM;
- Contributo da microgeração para a redução da dependência nacional em combustíveis fósseis;
- Contributo das emissões de GEE equivalentes ao número de registos efectuados no SRM para o cumprimento da meta de Quioto
- Cálculo do custo por Gg CO₂eq evitada recorrendo à microgeração (Custo_{EEV});
- Cálculo do potencial da microgeração ao nível da redução do consumo de combustíveis fósseis na produção de electricidade e de emissões de GEE, para 2010, 2015 e 2020 tendo em consideração as metas a cumprir;
- Percepcionar o contributo da estrutura tarifária nacional para a penetração da microgeração.

6. Regimes de Apoio à Microgeração:

- Caracterização dos regimes de apoio existentes;
- Caracterização dos regimes de apoio em todos os EMs;
- Desempenho dos diferentes regimes de apoio na UE.

7. Regimes de Apoio à Microgeração em Portugal:

- Caracterização dos regimes de apoio à microgeração existentes em Portugal;
- Comparação do período de retorno do investimento com e sem regime de apoio;
- Desenvolvimento de uma metodologia qualitativa para medir o desempenho dos regimes de apoio à microgeração.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação encontra-se estruturada da seguinte forma:

No primeiro capítulo é apresentado o enquadramento teórico do presente estudo onde constam os objectivos e hipóteses de pesquisa.

No segundo capítulo é abordado o impacto do sector energético nas AC fazendo-se referência à política energética e climática à escala internacional e nacional actualmente em vigor, referindo os compromissos para a redução de GEE e as metas de produção de electricidade a partir de E-FER.

No terceiro capítulo apresenta-se a definição de microgeração fazendo uma breve referência às tecnologias disponíveis. Posteriormente apresenta-se uma avaliação do desempenho da microgeração em Portugal, tendo por base o quadro legal em vigor e as metas preconizadas pelo Governo para a sua implementação. Com base nesta são enumeradas as barreiras à penetração da produção descentralizada de energia em pequena escala. Seguida de uma análise do potencial de poupança de energia na produção de electricidade e do potencial redução das emissões de GEE a nível nacional, com base nos resultados obtidos são definidos dois cenários de evolução da microgeração em Portugal para os anos 2010, 2015 e 2020. Complementa-se a análise efectuada com uma abordagem à influência da estrutura tarifária nacional na penetração da microgeração em Portugal.

Com quarto capítulo apresenta-se os vários regimes de apoio à introdução das tecnologias de produção de E-FER vigentes na UE, procede-se a uma breve caracterização dos mesmos, com as vantagens e desvantagens associadas e apresenta-se uma análise de desempenho dos mecanismos de apoio nos vinte e sete EMs da UE. Por fim é efectuada uma avaliação dos regimes de apoio à microgeração em Portugal tendo por base as características chave enumeradas ao longo do presente capítulo. Esta avaliação é efectuada através de uma metodologia qualitativa desenvolvida no âmbito do presente trabalho.

No quinto capítulo faz-se uma síntese das principais conclusões do estudo.

2. ENERGIA E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

Neste capítulo pretende-se efectuar uma análise ao impacto do sector energético nas AC sustentada pela caracterização do sector energético e das emissões de GEE em Portugal.

Apresenta-se ainda a Estratégia Energética vigente na UE e em Portugal, seguida da estratégia climática ao nível internacional, europeu e nacional.

2.1 IMPACTO DO SECTOR ENERGÉTICO NAS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

O sector energético ocupa uma posição de destaque no contexto das AC como responsável das emissões antropogénicas de GEE, provenientes da utilização de combustíveis fósseis. Sendo o CO₂, um dos mais representativos de entre os gases que contribuem para o aquecimento global, este resulta essencialmente da queima de combustíveis fósseis para a produção de calor e de electricidade, como fonte motriz nos transportes e queima de biomassa quer para produção de calor e electricidade quer por incêndios florestais (Santos, et al., 2001). O sector da energia no seu processo de conversão/utilização contribui com cerca de dois terços do total das emissões de GEE.

Em Portugal, a taxa de crescimento médio anual das emissões globais para o período 1990-2007 é de cerca de 2%, sendo o sector energético o mais representativo em termos de emissões totais, em 2007 o seu contributo ascendia aos 70%, verificando-se um aumento de 42,5% relativamente a 1990. Deve salientar-se o facto de que, a tendência de crescimento do total das emissões nacionais é fortemente determinada pelo padrão de produção de energia e pela queima de combustíveis fósseis.

Factores cruciais para o aumento das emissões são entre outros, o crescimento económico, que por sua vez aumenta o volume de transporte rodoviário (procura de bens e serviços) e distância percorrida apoiado por forte desenvolvimento das infra-estruturas rodoviárias e do crescimento do parque automóvel. No entanto nos últimos 3 anos a economia sofreu um abrandamento que se reflectiu também no consumo de combustíveis fósseis com repercussões positivas no saldo das emissões nacionais.

A variabilidade interanual dos parâmetros meteorológicos, como a precipitação, tem repercussões significativas na produção de energia hidroeléctrica e produz variações inter-anuais substanciais nas GEE. Este facto explica as variações anuais do nível das emissões, que podem, em parte, atribuir-se à existência de grandes flutuações no que respeita à produção de electricidade a partir das centrais hidroeléctricas, muito dependente das variações anuais das disponibilidades hídricas.

Contudo nos últimos três anos, a influência do factor supra mencionado assume uma relevância menor, dado que 2007 foi um ano com baixa precipitação (índice de hidraulicidade = 0,76) face a 2006 (índice de hidraulicidade² = 0,98) e no entanto, as emissões do sector energético diminuíram 5% em 2007 face a 2006, quebrando a correlação directa anteriormente verificada entre disponibilidades hídricas e as emissões de GEE deste sector (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

Desde 2007 tem-se verificado uma tendência geral de estabilização/decréscimo das emissões, decorrentes da utilização de fontes energéticas menos poluentes como o gás natural, ou o uso de tecnologias mais eficientes na produção de electricidade e na indústria, recorrendo à instalação de centrais de ciclo combinado e de unidades de cogeração, e sobretudo ao abrandamento do crescimento económico que se tem verificado desde 2007, como ilustra a Figura 4 através da evolução do Produto Interno Bruto (PIB) no período 1996-2009.

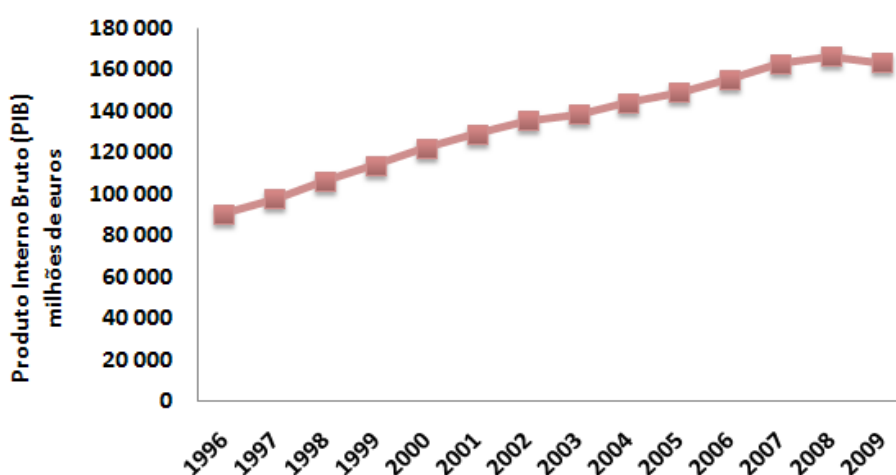


Figura 4 – Produto Interno Bruto (PIB) a preços correntes no período 1996-2009 (Gabinete de Estratégia e Estudos, 2010);

Portugal é um país fortemente dependente de recursos energéticos importados - em valores que atingem cerca de 86% da energia primária, o que é claramente superior à média na UE 51%, como ilustra a Figura 5 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, 2003). Os valores apresentados nesta figura foram calculados tendo por base, a informação estatística publicada no website da Eurostat (Statistical Office of European Communities).

² IPH - Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica - Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

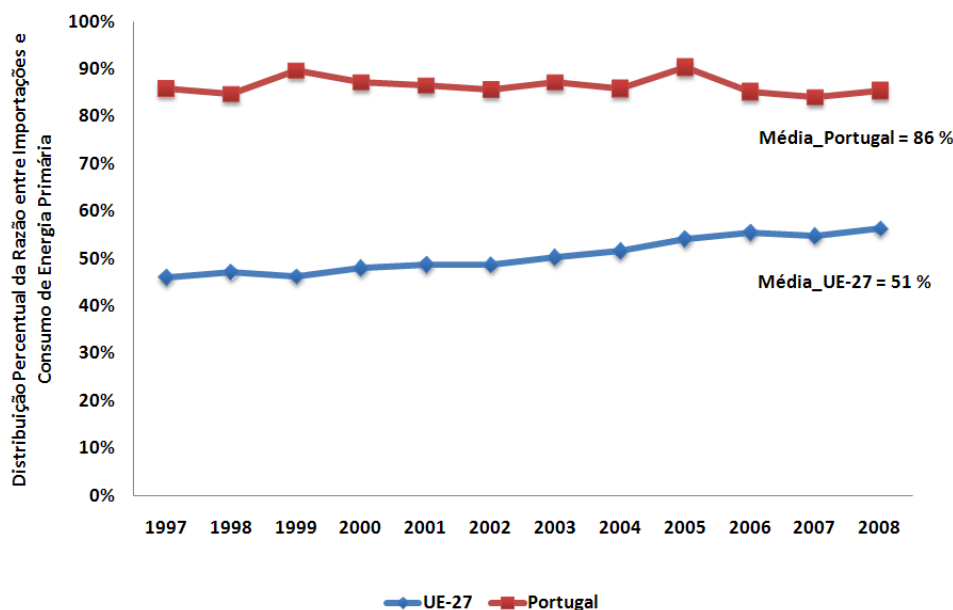


Figura 5 – Distribuição Percentual da razão entre Importações e Consumo de Energia Primária na UE-27 e Portugal no período 1997-2008 (Eurostat, 2010);

Tal situação de escassez conduz a uma elevada dependência energética do exterior, sendo totalmente dependente das importações de fontes primárias de origem fóssil, e com uma contribuição das energias de origem renovável: hídrica (fortemente dependente das condições climáticas), eólica, solar, geotérmica, biogás, biomassa e de resíduos, que importa gradualmente aumentar.

A Figura 6 apresenta as importações das fontes de energia primária no período de 1990 a 2008, esta ilustra que Portugal é fortemente dependente da importação de fontes de energia fóssil provenientes do estrangeiro. No entanto, desde 2006 esta tendência tem-se invertido, verificando-se uma redução do volume de importações destes combustíveis, neste contexto importa salientar a importância aumento do contributo das ERs para a matriz energética nacional.

Através da mesma figura, verifica-se que as importações de carvão apresentam uma tendência de redução ao contrário do gás natural que está a aumentar sendo a taxa de crescimento média anual no período 2000 a 2008 de 9%. Este valor foi calculado a partir dos dados estatísticos publicados no portal da DGEG.

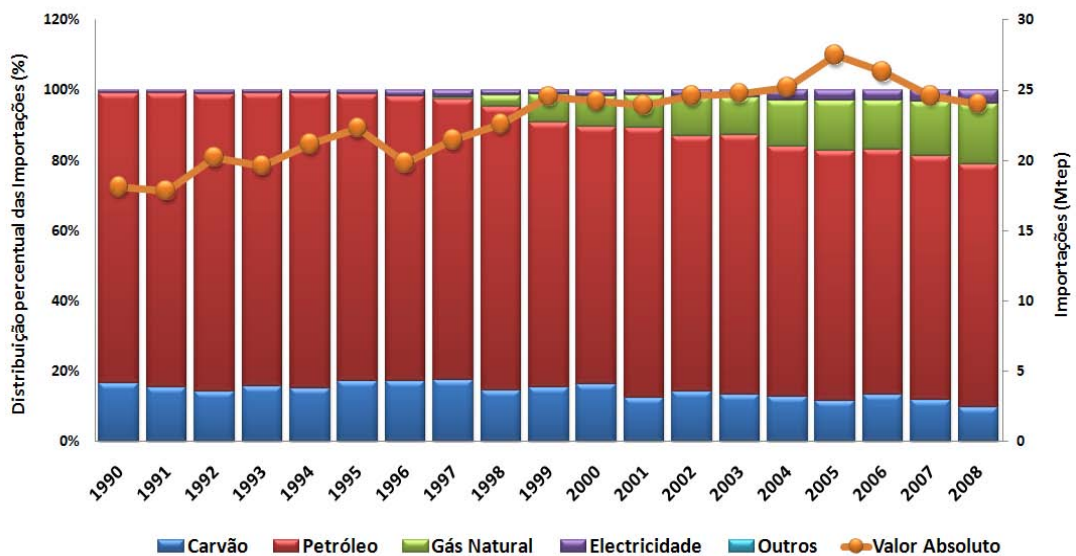


Figura 6 – Importações em Portugal, no período de 1990-2008 (DGEG, 2010);

A Figura 7 caracteriza o padrão de consumo de energia primária em Portugal, que durante o período de 1990-2008, esteve fortemente associado a combustíveis fósseis – carvão, produtos derivados do petróleo e gás natural – que representam em média cerca de 85%, ao passo que as E-FER representam os restantes 15%. A mesma figura permite inferir o decréscimo do consumo de energia primária a partir de 2006, simultaneamente, no mesmo período o contributo das E-FER (s/ hídrica) no consumo de energia primária nacional aumentou 10%.

Na última década, o gás natural contribuiu para a diversificação da estrutura da oferta de energia e consequentemente para a redução da dependência externa de produtos petrolíferos. A sua evolução na matriz energética portuguesa é positiva representando em 2008, 17% do total do consumo de energia primária. Para o carvão prevê-se uma tendência para a redução do consumo, nomeadamente ao nível da produção de electricidade, uma vez que uma das medidas preconizadas no Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) preconiza a introdução de biomassa equivalente entre 5% a 10% do consumo total de combustível (equivalência energética) em substituição do carvão para queima, nas centrais de Sines e Pego a partir de 2010 (medida MA2007e3) uma vez que este tem um grande impacto nas emissões de CO₂ (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009). O consumo de carvão representou em 2007 cerca de 10,3% do total do consumo de energia primária.

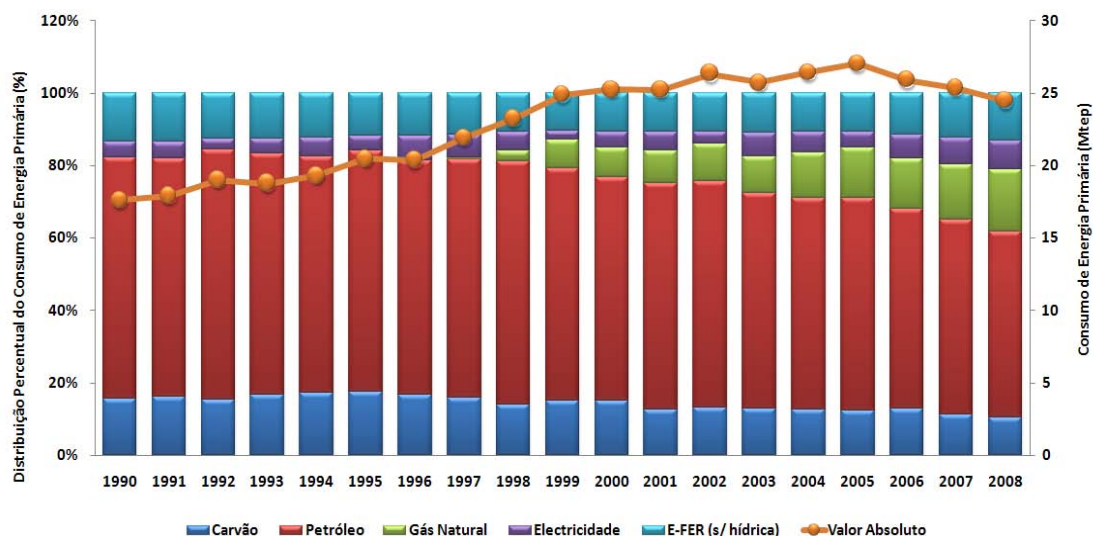


Figura 7 – Consumo de Energia Primária em Portugal, no período 1990-2008 (DGEG, 2010);

A Figura 8 ilustra que o consumo de energia final em Portugal no período 1990 a 2008 sofreu um aumento de 54%, no entanto desde 2005 que tem vindo a decrescer. O contributo gás natural para o consumo de energia final ascendia em 2008 a 1451 ktep, o que significa que sofreu um incremento 3200% desde a sua introdução na matriz energética nacional em 1997. O peso deste produto para o consumo de energia final nacional em 2008 era de 8,1%. No mesmo ano o consumo de energia final diminuiu face a 2005 em 3,6% atingindo o valor de 17972 ktep. Entre 2005 e 2008, registou-se uma diminuição do consumo de 12,1% de produtos petrolíferos e um aumento do consumo em 15,5% de gás natural, de 5,8% em electricidade e 5% em E-FER.

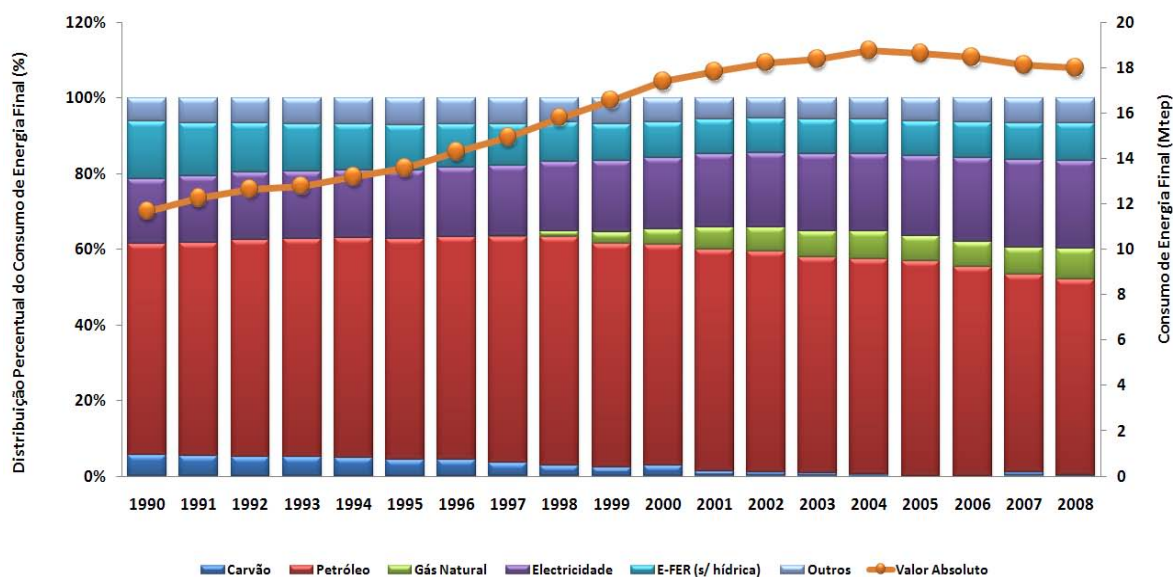


Figura 8 – Consumo de energia final em Portugal, no período 1990-2007 (DGEG, 2010);

Portugal é fortemente dependente dos combustíveis fósseis para a geração de electricidade e transportes, estes sectores sofreram um aumento do consumo de energia final de forma constante até 2006, este facto deve-se ao acréscimo continuado da procura de electricidade em particular, impulsionado pelo sector residencial / comercial, e ao incremento da mobilidade.

A Figura 9 e a Figura 10 ilustram a estrutura sectorial do consumo de energia final em 1990 e 2008 e fica patente que a procura de energia tem vindo a sofrer alterações nas últimas duas décadas. Em 1990 a procura era liderada pelo sector industrial com 35%, seguido do sector dos transportes com 30% e em terceiro lugar os serviços e o sector doméstico com um peso de 27%. Por sua vez em 2008, o peso do sector dos transportes no consumo de energia final sofreu um acréscimo significativo que se fixou nos 37%, seguido do sector dos serviços e doméstico com 29%.

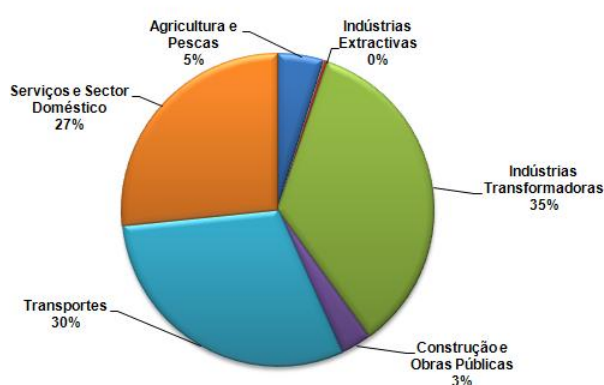


Figura 9 – Distribuição percentual do consumo de energia final dos principais Sectores de Actividade para 1990 (DGEG, 2010);

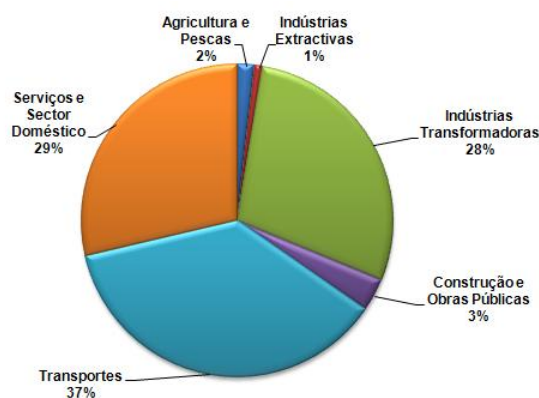


Figura 10 – Distribuição percentual do consumo de energia final dos principais Sectores de Actividade para 2008 (DGEG, 2010);

A Figura 11 apresenta a distribuição percentual de energia eléctrica produzida por tipologia de fonte e evolução da produção de energia eléctrica global e de E-FER no período 1995 e 2008. Neste periodo a produção global de electricidade sofreu um acréscimo de 44%, no entanto na década de 2000 este indicador tem-se mantido estável devido fundamentalmente à estagnação económica instalada em Portugal e nos restantes EMs e simultaneamente devido à utilização de equipamentos e processos mais eficientes do ponto de vista energético. Em 2008 a energia produzida a partir de E-FER correspondia a 33% da electricidade produzida em Portugal (15 TWh).

Entre 1995 e 2008 o contributo das E-FER sofreu um incremento de 62%, além da energia hídrica que ocupa o lugar cimeiro, o maior contributo para este acréscimo advém da biomassa, da eólica e da geotérmica.

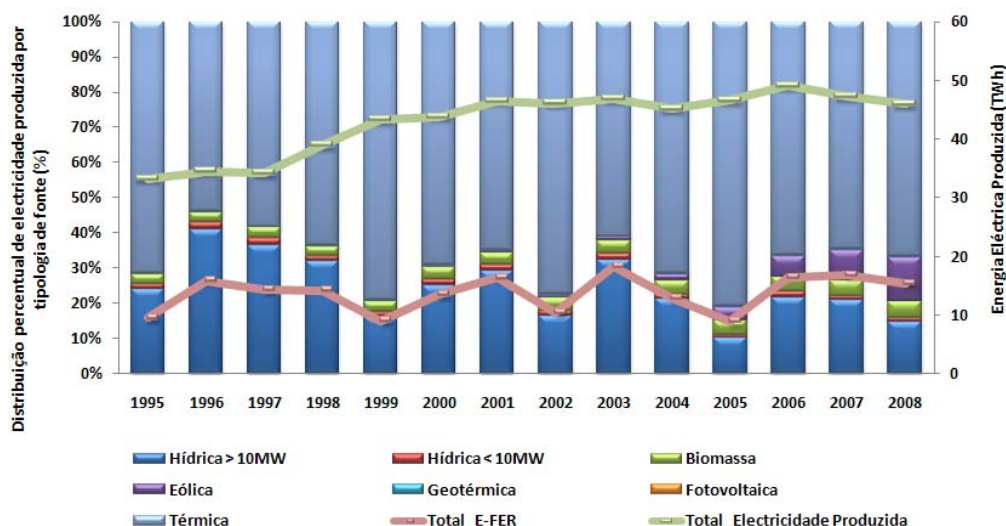


Figura 11 – Distribuição Percentual de Energia Eléctrica produzida por tipologia de fonte e evolução da produção de energia eléctrica global e de E-FER, no período 1995-2008;

A Figura 12 apresenta a evolução da produção de energia eléctrica a partir de E-FER, no intervalo temporal compreendido entre 1997 a 2009, neste este indicador sofreu um aumento de 31,6%. Em 2009 foram produzidos 18,86 TWh, destes 47% é de origem hídrica, 40% é eólica e 7,5% de biomassa. Através dos dados disponibilizados pela DGEG verifica-se que a energia eólica e fotovoltaica foram as que mais evoluíram no período em estudo.

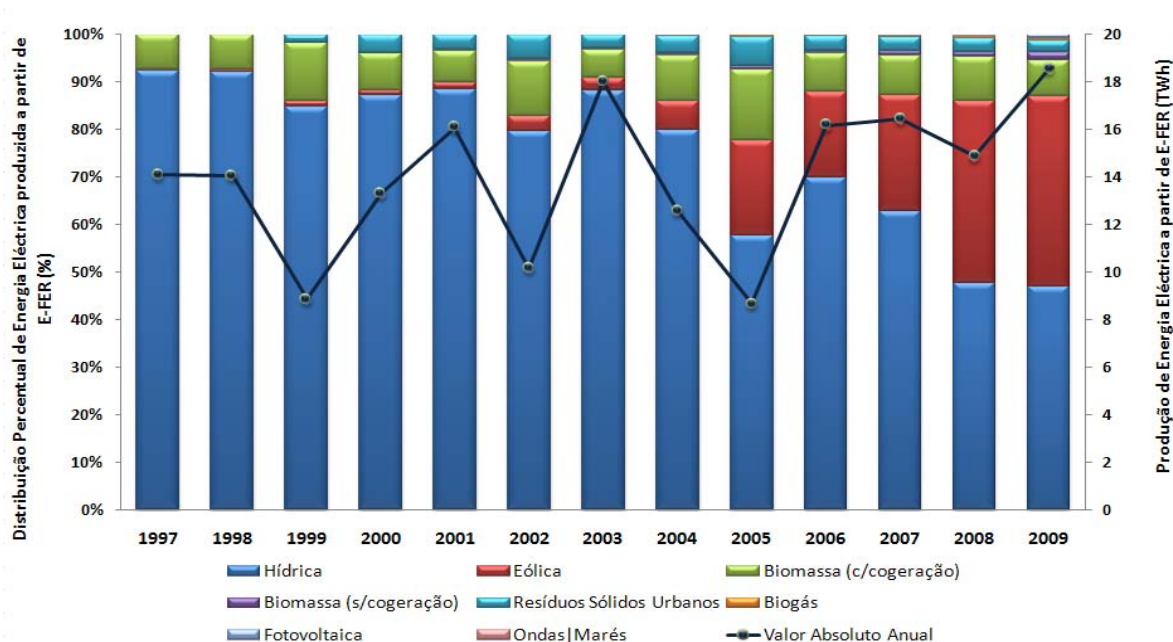


Figura 12 – Distribuição percentual de energia eléctrica produzida a partir de E-FER, por tipologia de fonte e evolução da produção de energia eléctrica a partir de E-FER, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);

A Figura 13 apresenta a evolução da energia eléctrica produzida a partir de E-FER e simultaneamente, o Índice de Produtibilidade Hidráulica (IPH) para o período 1997 e 2009, através desta verifica-se uma correlação directa entre estes dois indicadores. No entanto, a partir de 2006, há uma quebra desta correlação uma vez que apesar de se registar um decréscimo no IPH que se reflecte negativamente na quantidade de energia hídrica produzida, o total de energia eléctrica produzida a partir de E-FER sofre um ligeiro acréscimo que se deve ao aumento do contributo da energia eólica.

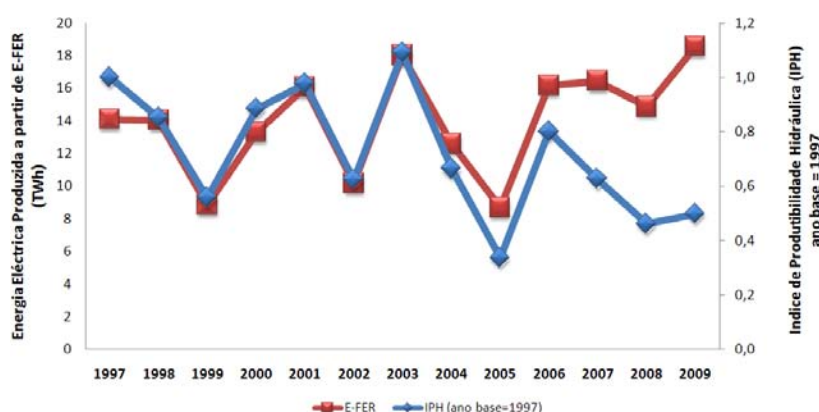


Figura 13 – Evolução da Energia Eléctrica produzida a partir de E-FER e o Índice de Produtibilidade Hidráulica (IPH) para o período 1997-2009;

A partir da Figura 14 verifica-se que a potência instalada de E-FER para a produção de electricidade aumentou 96,4 %, entre 1998 e 2009. Sendo que em 2009 este parâmetro atingiu 9062 MW de potência instalada a nível nacional, em que 4821 MW em hídrica, 562 MW em biomassa, 3566 MW em eólica, e 103,7 MW em fotovoltaica.

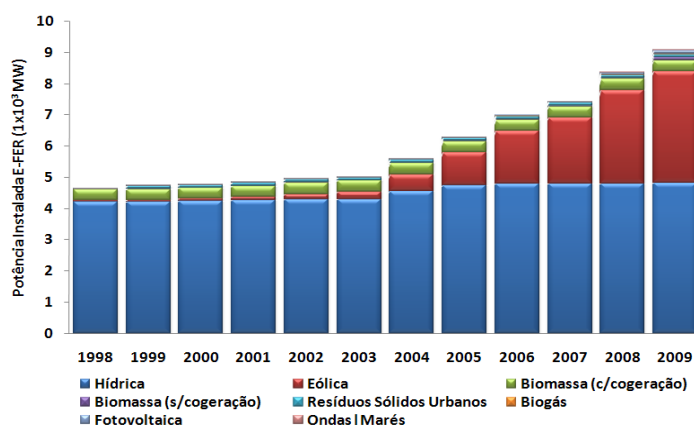


Figura 14 – Potência instalada para produção de energia eléctrica a partir de E-FER por tipologia de fonte de energia, entre 1998 e 2009 (DGEG, 2010);

Em relação às formas de energia utilizadas verificou-se uma estabilização nos consumos dos produtos petrolíferos a favor da electricidade e do gás natural. Em 2008, os edifícios que integram os Sectores Doméstico e dos Serviços eram responsáveis por mais de 60% do consumo de electricidade em Portugal, o que evidencia uma forte influência nas emissões de GEE do sector energético (ver Figura 15).

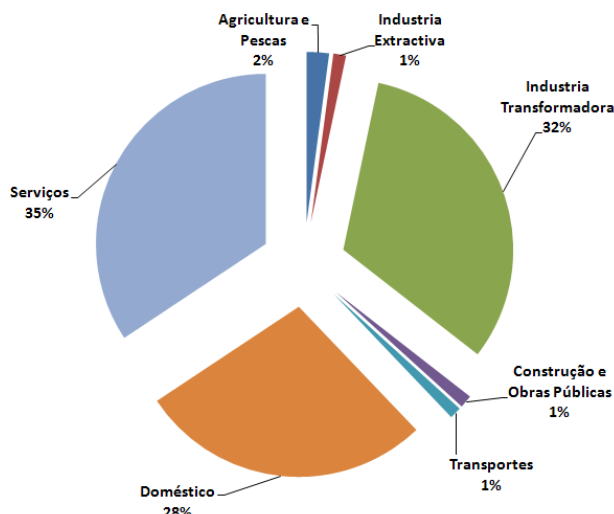


Figura 15 - Consumo de electricidade por sector em 2007 (DGEG, 2010);

O perfil de consumo de energia final nas duas últimas décadas dos sectores Doméstico e Serviços está correlacionado com o crescente aumento dos requisitos de qualidade e do conforto dos edifícios. No entanto, a Figura 16 demonstra que este indicador tem estabilizado nos últimos anos. O sector dos serviços é um dos sectores que mais aumentou o seu consumo de energia final, tendo registado entre 1990 e 2008 um aumento 173%. Em 2008 o consumo de energia final dos sectores doméstico e serviços atingiu 5,25 Mtep (DGEG, 2010).

Simultaneamente a mesma figura ilustra que as emissões de GEE nos sectores em análise apresentam o mesmo perfil verificado no consumo final de energia, este registou um acréscimo de 51% no período 1990-2008, no entanto desde 2005 verificou-se um decréscimo das emissões em 32,2%. Em 2008 as emissões de GEE nos sectores doméstico e dos serviços perfaziam 4071 Gg CO₂eq.

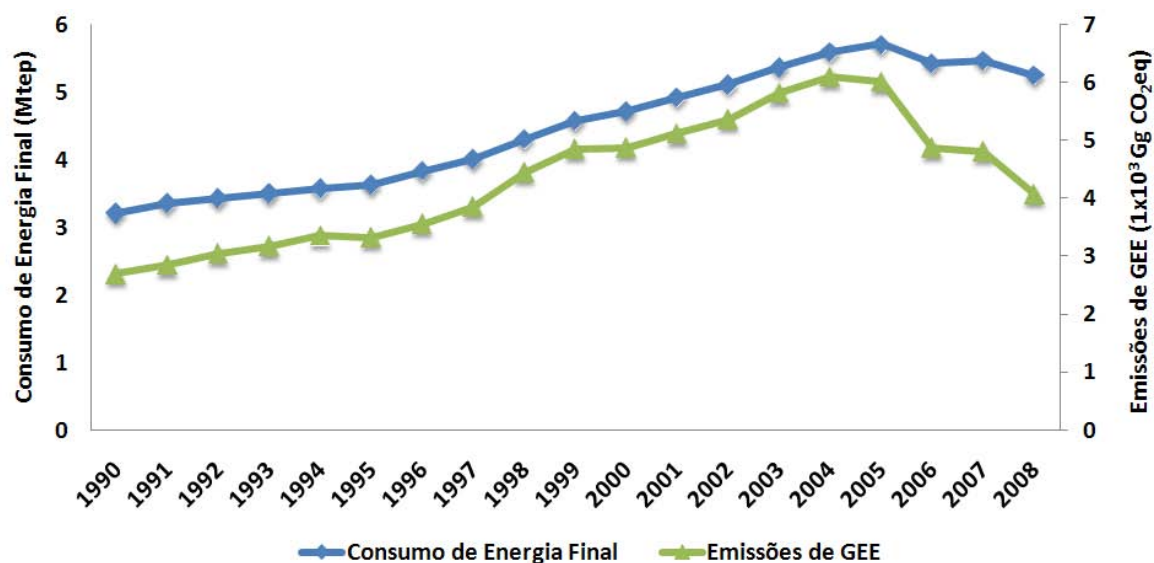


Figura 16 – Evolução do Consumo de Energia Final e Emissões de GEE para os sectores dos Serviços e Doméstico, no período 1990-2008 (DGEG, 2010) e (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010);

A Figura 17 apresenta a distribuição percentual das emissões nacionais de GEE por sector, para os anos de 1990 e 2008. O sector com maior representatividade é o energético que ilustra acréscimo de 2% neste período, em 2008 o seu contributo fixava-se nos 70,5%.

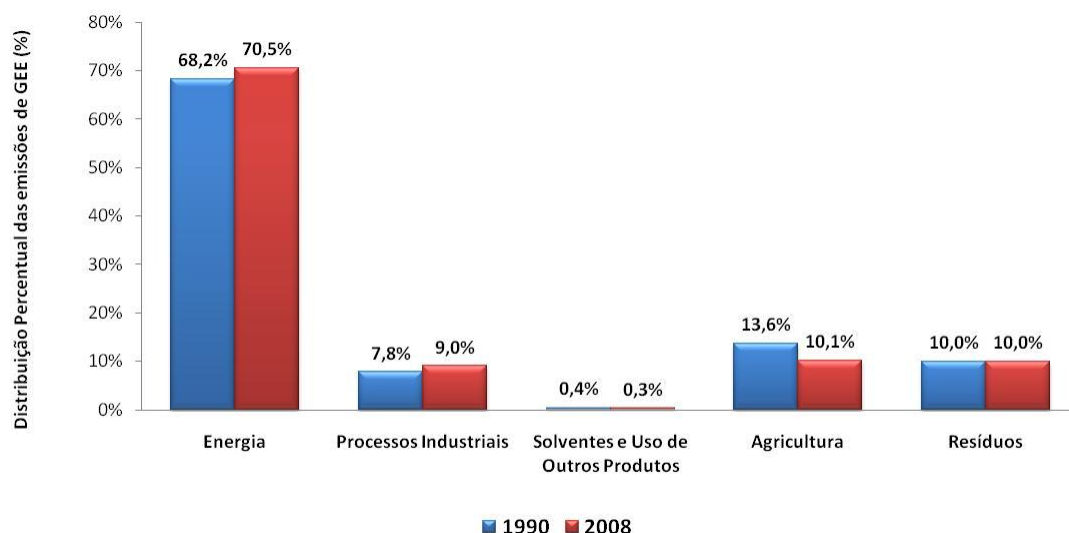


Figura 17 – Distribuição percentual das emissões de GEE em Portugal em 1990 e 2008 (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010);

Em 2008 (na submissão do inventário de 2010) as emissões de GEE, sem contabilização das emissões de alteração do uso do solo e florestas foram estimadas em cerca de 78,64 Mton CO₂eq, encontrando-se 3% acima da meta de Quioto, como expõe a Figura 18. Através da mesma figura verifica-se que as emissões nacionais apresentam uma tendência de decréscimo a partir de 2005,

desde este ano até 2008 observou-se uma redução de 10%. Este facto está associado à redução do peso do sector energético e simultaneamente à substituição de combustíveis fósseis por E-FER e gás natural para a produção de energia eléctrica.

A Figura 18 ilustra o estado de cumprimento do Protocolo de Quioto (PQ) por parte de Portugal comparando com a quantidade de emissões atribuída anualmente (76,39 Mton CO₂eq) e o desvio de emissões em relação à meta estabelecida. Através dos valores apresentados, verifica-se um desvio positivo em relação às metas estabelecidas de 2,3 Mton CO₂eq ou seja é necessário um esforço adicional que vise uma redução das emissões, em cerca de 3%.

No período de 1990 a 2008 o peso dos sectores dos Serviços e Doméstico nas emissões totais de GEE em Portugal oscilou cerca de 4 a 7%, observando-se que as emissões destes sectores acompanham a tendência de evolução das emissões nacionais. Sendo que Portugal necessita reduzir as emissões, em cerca de 3% dos valores actuais para cumprir a meta de Quioto, uma intervenção mais efectiva ao nível da procura e oferta de energia nestes sectores poderá representar um forte contributo para a redução das emissões e consequentemente, cumprir o compromisso assumido em Quioto (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010).

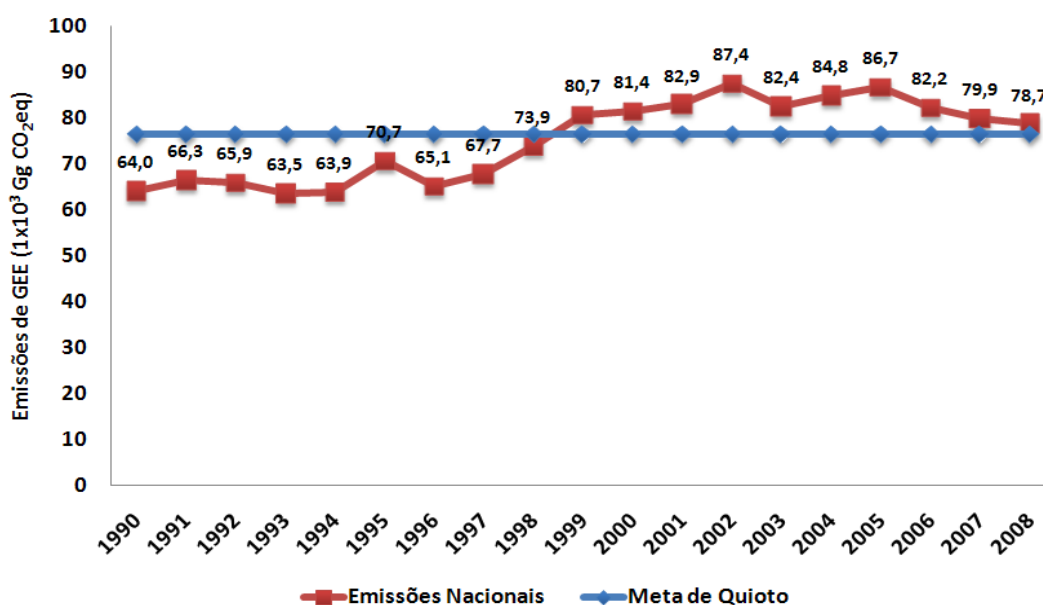


Figura 18 – Evolução das emissões nacionais de GEE, sem sumidouros e meta de Quioto (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009) e (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010);

A Figura 19 ilustra a evolução da intensidade carbónica dos sectores Doméstico e dos Serviços no período de 1990 e 2008, o valor máximo deste parâmetro foi atingido em 2004 em que se emitia 1,1 Gg CO₂eq por unidade de energia produzida, o que representa um aumento de 29% desde 1990.

No entanto, a partir de 2005 a intensidade carbónica começou a decrescer, tendência que se manteve até 2008, cujo valor se fixa em 0,78 Gg CO₂eq por unidade de energia produzida.

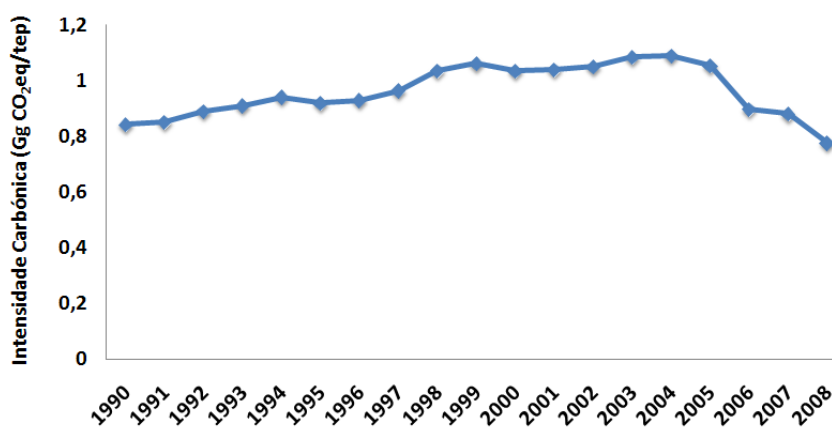


Figura 19 – Evolução da intensidade carbónica portuguesa dos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1990 e 2008 (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010) e (DGEG, 2010);

A redução das emissões verificada nos últimos anos é resultado de vários factores entre eles a desaceleração da actividade económica, lançamento de várias políticas e medidas que visam o aumento da eficiência dos processos e equipamentos, assim como, o lançamento de programas de apoio e incentivos à penetração de E-FER. Decorrentes da transposição de várias directivas europeias para o direito nacional.

2.2 POLÍTICA ENERGÉTICA

2.2.1 Estratégia da União Europeia

Para atingir os seus objectivos económicos, sociais e ambientais, a UE tem de enfrentar grandes desafios no domínio da energia, tanto em termos de sustentabilidade e de emissões de GEE, como de segurança do abastecimento e da dependência das importações, ou ainda de competitividade e da realização efectiva do mercado interno da energia. Neste contexto a UE deve tirar partido do seu primeiro lugar mundial no domínio da gestão da procura e da promoção das fontes de energia renováveis. Nesta secção será efectuada uma exposição dos diplomas europeus com maior relevância na definição da política europeia de energia com o objectivo de perceber as oportunidades e obstáculos à penetração da microgeração recorrendo a E-FER e simultaneamente perceber quais instrumentos de apoio preconizados.

A Figura 20 ilustra a evolução da Política Energética Europeia a partir do ano 2001, juntamente com os principais objectivos e quais os respectivos diplomas transpostos para direito nacional.

EVOLUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEIA		Portugal
DIRECTIVA 2001/77/CE	<ul style="list-style-type: none"> Promoção do aumento da contribuição das E-FER para produção de electricidade na EU, estabelece a meta 22,1 % de electricidade produzida a partir de E-FER no consumo total de electricidade da UE em 2010. 	→ RCM nº 63 /2003, 28 de Abril
DIRECTIVA 2002/91/CE	<ul style="list-style-type: none"> Promoção da melhoria do desempenho energético dos edifícios da UE e abrange as necessidades de energia para aquecimento, fornecimento de água quente, ar condicionado, ventilação e iluminação em edifícios. 	→ DL nº 78/2006, 4 de Abril DL nº 79/2006, 4 de Abril DL nº 80/2006, 4 de Abril
DIRECTIVA 2004/8/CE	<ul style="list-style-type: none"> Promoção da cogeração de elevada eficiência de calor e de electricidade com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia. 	→ DL nº 23/2010, 25 de Março
COM (2005) 265	<ul style="list-style-type: none"> Livro Verde <i>Fazer mais com Menos</i> lançou um debate sobre formas eficientes de utilização da energia e foi reconhecida a possibilidade de obter poupanças de 20% no consumo de energia primária até 2020, de uma forma economicamente eficiente. 	
COM (2006) 105	<ul style="list-style-type: none"> Livro Verde - <i>Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura</i> estabelece a promoção do desenvolvimento de uma estratégia comum e coerente da Política Europeia da Energia. 	
DIRECTIVA 2006/32/CE	<ul style="list-style-type: none"> Estabelece o objectivo global nacional indicativo de 9% para o nono ano de aplicação da directiva e simultaneamente a elaboração de 3 Planos de Acção para a Eficiência Energética, neste período. 	→ RCM nº 80/2008, 20 de Maio
COM (2006) 545	<ul style="list-style-type: none"> Traça um quadro de políticas e medidas, com vista a intensificar o processo de concretização do potencial, estimado em mais de 20%, de poupança no consumo anual de energia primária da UE até 2020. 	
COM (2006) 848	<ul style="list-style-type: none"> O Roteiro das Energias Renováveis (ERs) é parte integrante da Análise Estratégica da Política Europeia da Energia e propõe que a UE estabeleça uma meta obrigatória de uma quota 20% de energias renováveis no consumo energético da UE em 2020. 	
COM (2007) 1	<ul style="list-style-type: none"> A comunicação <i>Uma Política Energética para a Europa</i> estabelece os principais objectivos da política. 	
COM (2007) 140	<ul style="list-style-type: none"> Livro Verde - <i>Instrumentos de Mercado para fins da política ambiental e de políticas conexas</i> explora opções para uma utilização mais intensiva de instrumentos de mercado em diferentes áreas da política ambiental. 	
DIRECTIVA 2009/28/EC	<ul style="list-style-type: none"> Aprovou como objectivo obrigatório uma quota de 20% de energia proveniente de E-FER no consumo energético comunitário global até 2020. 	→ RCM nº 29/2010, 15 de Abril

Figura 20 – Evolução da Política Energética da UE;

2.2.1.1 Promoção das Fontes de Energia Renovável – Directiva 2001/77/EC de 27 de Setembro

A directiva 2001/77/EC de 27 de Setembro é um dos principais diplomas ao nível da UE para a promoção do aumento da contribuição das fontes de energia renováveis (E-FER) para produção de electricidade a partir de no mercado interno da electricidade e criar uma base para um futuro quadro comunitário neste sector. No artigo 2º do documento constam, entre outras, as seguintes definições:

- **Fontes de energia renováveis (E-FER)** - as fontes de energia não fósseis renováveis (energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hidráulica, de biomassa, de gases dos aterros, de gases das instalações de tratamento de lixos e do biogás);
- **Electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis** - a electricidade produzida em instalações que utilizem exclusivamente ERs, bem como a quota de electricidade produzida a partir de E-FER em centrais híbridas que utilizam igualmente

fontes de energia convencionais, incluindo a electricidade renovável utilizada para encher os sistemas de armazenagem e excluindo a electricidade produzida como resultado de sistemas de armazenamento.

A directiva impõe a todos os EMs metas indicativas nacionais compatíveis com a meta indicativa global de 12 % do consumo nacional bruto de energia em 2010, e, em especial, com a quota indicativa de 22,1 % de electricidade produzida a partir de E-FER no consumo total de electricidade da UE em 2010.

A Figura 21 apresenta os valores de referência para a determinação das metas indicativas nacionais relativas à electricidade produzida a partir de E-FER em todos os EMs.

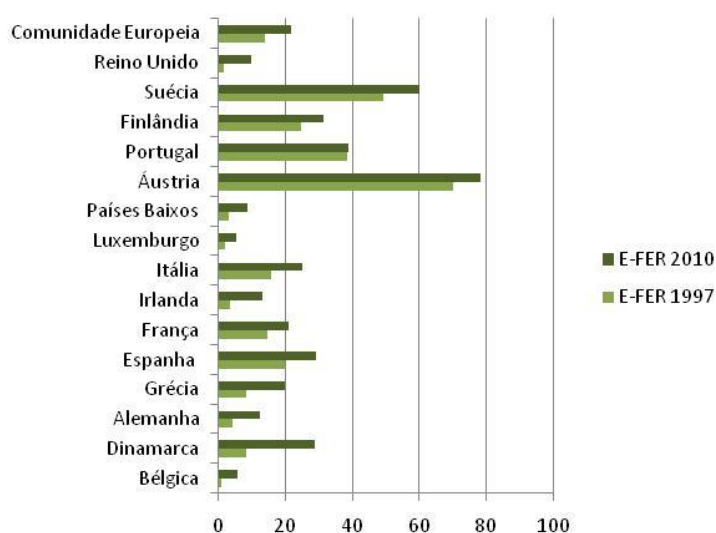


Figura 21 - Valores de referência para as metas indicativas nacionais dos EM relativas à electricidade produzida a partir de E-FER no consumo bruto de electricidade em 2010 (Directiva 2001/77/CE, 2001)

No sentido de apoiar o cumprimento das metas estabelecidas, o documento prevê no artigo 4º o recurso a regimes de apoio à internalização das E-FER na matriz energética, no entanto é deixado ao critério de cada EM a definição do seu quadro de apoio tendo por base os seguintes princípios:

- a) Contribuir para a realização das metas indicativas nacionais;
- b) Ser compatível com os princípios do mercado interno da electricidade;
- c) Tomar em consideração as características de diferentes E-FER, bem como as diversas tecnologias e as diferenças geográficas;

- d) Favorecer a promoção da utilização eficaz de E-FER, sendo simples e simultaneamente tão eficiente quanto possível, designadamente em matéria de custos;
- e) Incluir períodos transitórios suficientes de, pelo menos, sete anos, para os regimes de apoio nacionais e manter a confiança dos investidores.

2.2.1.2 Desempenho Energético dos Edifícios (EPBD) – Directiva 2002/91/CE de 16 de Dezembro

A Directiva 2002/91/CE de 16 de Dezembro relativa ao Desempenho Energético dos Edifícios (EPBD) é o principal instrumento que prevê uma abordagem holística para a utilização eficiente da energia no sector dos edifícios ao nível da UE. O seu âmbito de aplicação abrange as necessidades de energia para aquecimento, fornecimento de água quente, ar condicionado, ventilação e iluminação em edifícios.

O conteúdo da directiva está organizado em 15 artigos e combina num único texto jurídico vários instrumentos regulamentares (como os requisitos de desempenho energético) e em matéria de informação (como os certificados e inspecções):

- Os EMs devem estabelecer requisitos mínimos de desempenho energético para os novos edifícios e os grandes edifícios existentes que sejam sujeitos a grandes obras de renovação.
- Os EMs devem introduzir um sistema de certificados de desempenho energético que forneçam informações sobre a qualidade energética de um edifício e sobre os aspectos que é possível melhorar. Tais certificados são válidos por 10 anos e devem ser apresentados aos potenciais compradores/inquilinos.
- Os EMs devem estabelecer um sistema de inspecção regular dos sistemas de aquecimento e de ar condicionado de médias e grandes dimensões a fim de monitorizar e optimizar o seu desempenho energético. Em alternativa, podem organizar campanhas de promoção se provarem que estas têm efeito equivalente ao da inspecção dos sistemas de aquecimento.

A directiva não define níveis concretos a respeitar à escala da UE mas exige dos EMs o estabelecimento dos mecanismos para pôr em prática as suas disposições. Os EMs devem também desenvolver a sua própria metodologia ou utilizar as normas europeias existentes para o cálculo do desempenho energético dos edifícios e assegurar um número suficiente de peritos qualificados para efectuar as certificações e inspecções.

2.2.1.3 Promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da Energia – Directiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro

O objectivo da Directiva 2004/8/CE publicada pela Comissão em 11 de Fevereiro é promover o aumento da eficiência energética e da segurança do abastecimento mediante a criação de um quadro para a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e de electricidade com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

No artigo 6º do diploma consta que os EMs deverão efectuar uma análise do potencial nacional de cogeração e microgeração de elevada eficiência. A análise deverá considerar os seguintes critérios propostos pela Comissão, baseando-se em dados científicos bem documentados e respeitando os critérios enumerados no anexo IV:

- O tipo de combustíveis que poderão ser utilizados para realizar os potenciais de cogeração, incluindo considerações específicas sobre o potencial de aumento da utilização das fontes de energia renováveis nos mercados nacionais do calor produzido em cogeração;
- O tipo de tecnologias de cogeração que poderão ser utilizadas para realizar o potencial nacional;
- O tipo de produção separada de calor e de energia eléctrica;
- Uma repartição do potencial entre modernização da capacidade existente e construção de novas capacidades.

A análise deve incluir mecanismos adequados para avaliar a rentabilidade — em termos de poupança de energia primária — do aumento da parte da cogeração de elevada eficiência no cabaz energético nacional. A análise da rentabilidade deve também ter em conta os objectivos nacionais no contexto dos compromissos em matéria de AC assumidos pela Comunidade nos termos do PQ à CQNUAC.

A análise do potencial nacional de cogeração deverá especificar os potenciais para 2010, 2015 e 2020 e incluir, sempre que tal seja viável, estimativas de custos adequadas para cada uma destas datas:

- Identificar o potencial em matéria de procura de calor e frio úteis, adequado à cogeração/microgeração de elevada eficiência, bem como a disponibilidade de combustíveis e de outras fontes de energia a utilizar em cogeração/microgeração;

- Incluir um estudo separado das barreiras que podem impedir a realização do potencial nacional de cogeração/microgeração de elevada eficiência. A análise deve incidir sobre as barreiras existentes em matéria de preços e custos de acesso aos combustíveis, as ligações à rede, a procedimentos administrativos e à ausência de internalização dos custos externos nos preços da energia.

No artigo 7º, a directiva estabelece os princípios que devem reger o apoio dos EMs à sua promoção, os regimes de apoio, designadamente o financeiro, as normas de acesso equitativo e transparente à rede eléctrica e as tarifas, bem como os mecanismos administrativos atinentes a favorecer a penetração da cogeração no mercado.

No entanto o diploma salvaguarda que os EMs devem assegurar que o apoio à cogeração — unidades existentes e futuras — seja baseado na procura de calor útil e na poupança de energia primária, tendo em conta as oportunidades disponíveis para reduzir a procura de energia através de outras medidas economicamente viáveis ou vantajosas do ponto de vista ambiental, como outras medidas de eficiência energética.

A fim de garantir que a tecnologia promovida, merece crédito em termos de eficiência energética, a directiva define o conceito de «calor útil». Na prática, este conceito visa a economia de energia e não a promoção de uma tecnologia específica. Entre os instrumentos previstos na directiva destaca-se, no artigo 5º a “ Garantia de Origem da electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência”.

A Garantia de Origem da electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência visa assegurar junto dos consumidores informação transparente e não discriminatória quanto à proveniência da electricidade que consomem e habilita os produtores a demonstrarem que a electricidade que vendem é produzida em cogeração de alta eficiência. As garantias serão emitidas por um ou mais organismos competentes e independentes das actividades de produção e distribuição, designados pelos EMs, sendo válidos na UE-27.

No ponto 5 do mesmo artigo são especificadas as informações que devem constar numa garantia de origem:

- Poder calorífico inferior da fonte de combustível a partir da qual foi produzida a electricidade, a utilização do calor produzido em combinação com a electricidade e, finalmente, as datas e locais da produção;

- Quantidade de electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, em conformidade com o anexo II da directiva, que é coberta pela garantia;
- Poupança de energia primária calculada de acordo com o anexo III, com base em valores de referência harmonizados em matéria de eficiência estabelecidos pela Comissão.

Relativamente às garantias de origem, salientam-se dois aspectos, os EM podem incluir na garantia de origem informações complementares e estas por si só não implicam o direito a beneficiar dos regimes nacionais de apoio.

Na Directiva é imposto um prazo aos EMs para proceder à primeira avaliação, sendo que esta deveria ter acontecido até 21 de Fevereiro de 2007, e, posteriormente, de quatro em quatro anos, a pedido da Comissão formulado, pelo menos, seis meses antes da data aprazada, os progressos realizados para aumentar a parte da cogeração/microgeração de elevada eficiência.

Segundo a COM (2008) 771, apenas onze EMs apresentaram a sua análise do potencial nacional de cogeração, análises essas que seguem, em geral, as directrizes traçadas pelo comité instituído pela presente directiva.

2.2.1.4 Livro Verde – Fazer Mais com Menos – COM (2005) 265 de 22 de Junho

O Livro Verde “*Fazer Mais com Menos*” visa promover a eficiência energética a todos os níveis da sociedade europeia – comunitário, nacional, regional e local – e simultaneamente contribuir, através do exemplo e da liderança, para a resolução da problemática das AC.

Com o presente Livro Verde, a Comissão lançou um debate sobre formas eficientes de utilização da energia e foi reconhecida a possibilidade de obter poupanças de 20% no consumo de energia primária até 2020, de uma forma economicamente eficiente.

Neste contexto, este documento encontra-se dividido em duas partes. Na primeira parte procura identificar as barreiras que impedem a obtenção de eficiência de forma rentável na UE – por exemplo, a falta de incentivos adequados, a falta de informação, a falta de mecanismos de financiamento. Na segunda parte identifica as medidas para eliminar esses pontos de estrangulamento, sugerindo acções-chave que poderiam ser adoptadas, entre as quais:

- Estabelecer planos de acção anuais em matéria de eficiência energética a nível nacional, estes poderiam identificar as medidas a adoptar a nível nacional, regional e local e posteriormente efectuar o acompanhamento dos resultados;
- Acções de sensibilização e informação tendo como público-alvo os cidadãos;

- Melhorar a fiscalidade a fim de assegurar que o poluidor pague efectivamente, sem contudo aumentar os níveis gerais de imposição fiscal;
- Recorrer aos contratos públicos para lançar novas tecnologias eficientes do ponto de vista energético;
- Promoção dos instrumentos financeiros novos e/ou melhorados, ao nível comunitário e nacional, a fim de incentivar (e não auxiliar) as empresas e famílias a introduzir melhorias rentáveis.

O Livro Verde salienta a importância das acções empreendidas a nível nacional para reforçar os esforços comunitários que por si sós não seriam tão eficazes a longo prazo. Os EMs devem ser encorajados a recorrer à ampla gama de medidas à sua disposição, através das entidades reguladoras.

A eficiência na produção da electricidade está entre os temas abordados no Livro Verde, sendo que o nível de perdas no decorrer do processo de produção de energia eléctrica ronda os 66%, utilizando as tecnologias convencionais, apenas cerca de 25% a 60% do combustível consumido é convertido em energia eléctrica. Este facto é visto como uma oportunidade para a UE incrementar radicalmente a eficiência do combustível ao longo da cadeia de produção de electricidade. Neste contexto foram consideradas as seguintes questões:

- Assegurar que só a **tecnologia mais eficiente em termos de combustível (CCGT)** seja utilizada para a produção de electricidade na Europa.
- **Promoção da produção distribuída.** A cadeia de abastecimento é ainda em grande parte caracterizada pela produção centralizada de electricidade em grandes centrais, seguida do transporte dispendioso da electricidade até ao consumidor final através de cabos, gerando novas perdas. As actuais necessidades de investimento em infra-estruturas para a produção de electricidade poderiam beneficiar a UE caso fosse aproveitada a oportunidade para facilitar a transição da produção de electricidade em grandes centrais de energia para um sistema de produção distribuída e local mais limpa e eficiente. A produção descentralizada encontra-se mais próxima dos pontos de escoamento úteis, nomeadamente para o calor que se perde na produção convencional, aumentando deste modo a oportunidade de recuperação do calor;

- A directiva relativa à promoção da **Cogeração**³ (§ 2.2.1.3) de elevada eficiência preconiza que a sua transposição fosse efectuada pelos EM até Fevereiro de 2006. Simultaneamente, os EMs deveriam incentivar outros progressos, desenvolvendo as tecnologias da cogeração não só para melhorar a eficiência energética e a flexibilidade na utilização dos combustíveis mas também para reduzir os custos de construção. Assim como explorar e desenvolver tecnologias de cogeração que visem a utilização de FER;
- A modernização dos sistemas de **produção de calor para aquecimento urbano** (*'district heating'*) representa um potencial de poupança de 3 a 4% do consumo de energia primária em comparação com a produção separada;
- Os **Certificados Brancos** estão a ser parcialmente implantados em alguns EMs (Itália, Reino Unido, França). Neste sistema os fornecedores ou distribuidores são obrigados a adoptar medidas de eficiência energética para o utilizador final. Os certificados atestam o montante poupado, indicando o valor energético e duração, e podem ser trocados e comercializados.

2.2.1.5 Livro Verde - Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura COM (2006) 105 de 8 de Março

O Livro Verde relativo à Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura publicado pela Comissão Europeia estabelece a promoção do desenvolvimento de uma estratégia comum e coerente da Política Europeia da Energia, destacando alguns dos principais desafios para um futuro europeu comum, a abordagem de questões relacionadas com a segurança do abastecimento de energia e AC. Neste documento reitera-se a importância dos mecanismos políticos como suporte para estimular a competitividade das E-FER e melhorar a segurança de aprovisionamento, respeitando plenamente as regras de concorrência.

Para que as ERs concretizem todo o seu potencial, o contexto político deve ser favorável e, em especial, incentivar a competitividade crescente dessas fontes de energia. Apesar de algumas fontes de energia endógenas com baixa produção de carbono apresentarem viabilidade, outras, como a energia eólica off-shore, oceânica e das marés necessitam de impulso positivo para se realizarem.

³ Directiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro

Paralelamente à análise estratégica da energia da UE, a Comissão apresentou um roteiro das energias renováveis, que se materializou na COM (848) 2006, publicada a 10 de Janeiro de 2007.

2.2.1.6 Eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos – Directiva 2006/32/CE de 5 de Abril de 2006

O objectivo geral da presente directiva consiste em incrementar a relação custo-eficácia da melhoria da eficiência energética na utilização final da energia na EU-27 e simultaneamente, eliminar as deficiências e atenuar as barreiras existentes a persecução deste objectivo.

A sua concretização passa pela definição de objectivos indicativos, mecanismos de apoio e quadros institucionais, financeiros e jurídicos, assim como, a criação de condições para o desenvolvimento e promoção de um mercado dos serviços energéticos para o desenvolvimento de outras medidas de melhoria destinadas aos consumidores finais.

Neste contexto, na presente Directiva são apresentados no artigo 3º, conceitos que visam a sua melhor compreensão, entre os quais se encontram:

- Eficiência energética: o rácio entre o resultado em termos do desempenho e dos serviços, bens ou energia gerados e a energia utilizada para o efeito;
- Melhoria da eficiência energética: o aumento da eficiência na utilização final da energia resultante de alterações tecnológicas, comportamentais e/ou económicas;
- Mecanismos de eficiência energética: os instrumentos gerais utilizados pelo Estado ou por organismos estatais a fim de criar um quadro de apoio ou incentivos para os agentes do mercado com vista à prestação e aquisição de serviços energéticos e outras medidas de melhoria da eficiência energética;
- Instrumentos financeiros para as economias de energia: todos os instrumentos financeiros, tais como fundos, subsídios, reduções de impostos, empréstimos, financiamento por terceiros, contratos de desempenho energético, garantia de contratos de economias de energia, subcontratação de energia e outros contratos afins disponibilizados no mercado dos serviços energéticos por organismos públicos ou privados a fim de cobrir em parte ou totalmente os custos iniciais do projecto de execução das medidas de melhoria da eficiência energética.

As orientações gerais da Directiva relativa à eficiência na utilização final de energia a aos serviços energéticos são:

- Cada EM deveria adoptar e procurar atingir um objectivo global nacional indicativo de economia de energia de 9% para o nono ano de aplicação da presente directiva (2016), a alcançar através de serviços energéticos e de outras medidas de melhoria da eficiência energética (artigo 4º);
- Elaboração de Planos de Acção de Eficiência Energética de 3 em 3 anos (2007, 2011 e 2014), onde cada EM deve estabelecer um objectivo intermédio nacional indicativo de economias de energia para o terceiro ano de aplicação da presente directiva, bem como uma panorâmica da sua estratégia no plano da consecução dos objectivos global e intermédio indicativo de economias de energia;
- Incentivar o sector público dos EMs a integrar requisitos de melhoria da eficiência energética, com especial incidência nas medidas com uma boa relação custo-eficácia que proporcionem as maiores economias de energia (artigo 5º);
- Os EMs deveria garantir a viabilidade e crescimento contínuo do mercado dos serviços energéticos (artigo 6º);
- Os EMs deveria garantir a disponibilização de sistemas de auditoria energética eficazes e de elevada qualidade, que permitam identificar por parte do utilizador final potenciais medidas de melhoria da eficiência energética (artigo 12º);
- Os EMs deveria assegurar a contagem e facturação discriminada do consumo de energia, isto é, o consumidor final deverá ter acesso a uma relação exaustiva dos consumos efectivos da energia. A facturação deverá ser efectuada com base no consumo real permitindo desta forma a regulação do consumo final de energia (artigo 13º).

2.2.1.7 Plano de Acção para a Eficiência Energética: Concretizar o Potencial – COM (2006) 545 de 19 de Outubro

A presente Comunicação da Comissão advém da Directiva 2006/32/CE de 5 de Abril de 2006 (§ 2.2.1.7) que definiu a obrigatoriedade de cada EM elaborar Planos de Acção de Eficiência Energética de 3 em 3 anos (2007, 2011 e 2014), onde cada EM deveria estabelecer um objectivo intermédio nacional indicativo de economias

O presente plano de acção traçou um quadro de políticas e medidas, com vista a intensificar o processo de concretização do potencial europeu, estimado em mais de 20%, de poupança no consumo anual de energia primária da UE até 2020. Neste Plano identificaram-se seis áreas-chave de maior potencial em termos de poupança de energia e propõe 85 acções e medidas a adoptar a nível nacional e da UE. Entre as várias iniciativas, foram identificadas dez acções prioritárias que

abrangem todos os sectores energéticos. A implementação do Plano de Acção está em curso e deverá estar completada em 2012.

O objectivo principal do Plano de Acção foi mobilizar o público em geral e os responsáveis pela elaboração de políticas a todos os níveis de governação, juntamente com os intervenientes no mercado, e transformar o mercado interno da energia, a fim de oferecer aos cidadãos da UE as infra-estruturas, edifícios, aparelhos, processos, meios de transporte e sistemas energéticos mais eficientes do mundo.

O Plano realçou potencial de poupança economicamente rentável do sector dos edifícios residenciais (famílias) e comerciais (terciário), cujos potenciais totais foram estimados, respectivamente, em cerca de 27% e 30% da energia utilizada. Nos edifícios residenciais, as soluções ao nível estrutural oferecem as maiores oportunidades, ao passo que, nos comerciais, assumem grande importância os sistemas de gestão de energia (aquisição de equipamentos mais eficientes).

A Comissão assumiu que embora determinadas medidas de eficiência energética tenham uma relação custo-benefício positiva, com curtos períodos de recuperação do investimento, é frequente não serem tomadas devido a entraves financeiros. A fim de facilitar o financiamento da eficiência energética, por um lado, e melhorar o impacto que os sinais dados pelos preços exercem na eficiência energética, por outro, a Comissão procurou identificar e remover as barreiras jurídicas remanescentes nas legislações nacionais contra a utilização de: i) empresas que fornecem soluções de eficiência (as chamadas “empresas de serviços energéticos” ou ESCO); ii) poupanças partilhadas e garantidas; iii) financiamento por terceiros; iv) contratos de desempenho. Será ampliado o recurso a fundos rotativos e centros de coordenação locais.

O Plano de Acção para a Eficiência Energética preconizou 3 acções prioritárias na rubrica *Financiamento da eficiência energética, incentivos económicos e preço da energia*:

- **Acção-prioritária n.º 5:** Facilitação do financiamento adequado a investimentos em eficiência energética para pequenas e médias empresas e empresas de serviços energéticos
- **Acção-prioritária n.º 6:** Impulsionar a eficiência energética nos novos EMs, no âmbito da política de coesão, a eficiência energética é uma das prioridades. A Comissão vai estimular a política regional europeia a lançar os seus programas nacionais e regionais para promoção de um investimento mais intensivo na melhoria da eficiência energética,

nomeadamente nestes países, incluindo os sectores da habitação plurifamiliar e da habitação social;

- **Acção-prioritária n.º 7:** Utilização coerente da tributação, a experiência tem demonstrado que a tributação é um instrumento eficaz na promoção da eficiência energética, como meio para internalizar os custos externos, nomeadamente a integração dos aspectos ambientais.

2.2.1.8 Roteiro das Energias Renováveis, Energias Renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável – COM (2006) 848 de 10 de Janeiro

O Roteiro das Energias Renováveis (ERs) é parte integrante da Análise Estratégica da Política Europeia da Energia e nele é apresentada uma visão a longo prazo para as E-FER na UE. Neste contexto é proposto, que a UE estabeleça uma meta obrigatória (juridicamente vinculativa) de uma quota 20% de energias renováveis no consumo energético da UE em 2020. As questões abrangidas no Roteiro para uma política comunitária eficaz em matéria de E-FER, foram:

- Um programa activo de medidas práticas para assegurar o cumprimento dos actuais objectivos;
- Considerar quais as metas ou objectivos necessários para além de 2010, e a natureza desses objectivos, a fim de dar certezas a longo prazo à indústria e aos investidores;
- Uma nova directiva comunitária relativa ao aquecimento e arrefecimento, a servir de complemento ao quadro comunitário de poupança de energia;
- Um plano pormenorizado a curto, médio e longo prazo para estabilizar e reduzir gradualmente a dependência da UE do petróleo importado;
- Investigação, demonstração e iniciativas de replicação comercial para aproximar os mercados das fontes de energia limpas e renováveis.

No Roteiro foram definidos alguns princípios-chave, decorrentes da experiência adquirida, para o futuro quadro da política de ERs, com o intuito de aumentar significativamente a quota das E-FER no cabaz energético da UE, a Comissão considerou que o quadro regulamentar deveria:

- Basear-se em metas obrigatórias a longo prazo e na estabilidade do enquadramento político;
- Contemplar uma maior flexibilidade na fixação de metas nos vários sectores;
- Ser abrangente, incluindo nomeadamente o aquecimento e a refrigeração;
- Prever esforços contínuos de remoção de obstáculos indesejáveis para a implantação das ERs;

- Considerar os aspectos ambientais e sociais;
- Garantir a relação custo/eficácia das políticas;
- Ser compatível com o mercado interno da energia (COM (2006) 848, 2007).

Entre as medidas a tomar no âmbito da Política Energética Europeia salienta-se a seguinte:

*“Reexaminar, em 2007, a situação dos **sistemas de apoio** dos Estados-Membros em benefício das energias renováveis com vista à avaliação do seu desempenho e da necessidade de propor a harmonização de regimes de apoio para as energias renováveis no contexto do mercado interno da electricidade da UE. Embora possam ainda ser necessários regimes nacionais para as energias renováveis no sector da electricidade durante um período transitório até que o mercado interno esteja plenamente operacional, os regimes de apoio harmonizados deveriam ser o objectivo a longo prazo”* (COM (2006) 848, 2007).

2.2.1.9 Uma Política Energética Europeia - COM (2007) 1, de 10 de Janeiro

A Comunicação da Comissão *Uma Política Energética para a Europa* definiu um Plano de Acção para o período 2007-2009, na sequência das contribuições recebidas durante o período de consulta do Livro Verde *Fazer Mais com Menos*. Os objectivos da Política Energética para a Europa são:

- **Objectivo de 30% de redução das emissões de GEE** pelos países desenvolvidos até **2020** em relação aos níveis de 1990, a defender pela UE em negociações internacionais. Até 2050, o objectivo de redução é até 50% em relação a 1990, o que implica reduções nos países industrializados de 60-80% até essa data;
- Um compromisso da UE de alcançar até 2020, em quaisquer circunstâncias, pelo menos uma redução de 20% dos GEE em relação aos níveis de 1990.

Os objectivos acima expostos para a política energética pretendem transformar a Europa numa economia energética altamente eficiente e com baixa produção de CO₂, catalisando uma nova revolução industrial, acelerando a mudança para um crescimento reduzido do carbono e aumentando radicalmente, ao longo de vários anos, a quantidade de energia local e com emissões reduzidas associadas ao que é produzido e consumido.

As **medidas** preconizadas pretendem não só colocar a UE na via para uma economia com baixas emissões de carbono (descarbonizada) e baseada no conhecimento, mas também melhorar a segurança de abastecimento e contribuir progressivamente para a competitividade. Assim sendo as medidas propostas foram as seguintes:

- Mercado global da energia;
- Solidariedade entre EMs e segurança do abastecimento de petróleo, gás e electricidade;
- Compromisso de longo prazo para reduzir os GEE e continuação do regime de comércio de licenças de emissão da UE;
- Programa ambicioso de medidas de eficiência energética a nível comunitário, nacional, local e internacional - redução de 20% do consumo global de energia primária até 2020;
- Objectivo a mais longo prazo para a energia renovável - aumento vinculativo de 20% do nível da energia renovável no mix global da UE em 2020 e aumento vinculativo de 10% de biocombustíveis no total de combustíveis para veículos no mesmo ano;
- Plano estratégico europeu para as tecnologias energéticas:
 - › Até 2020 deverão tornar realidade a meta de 20% de energias renováveis (nomeadamente através da implantação de parques eólicos offshore e de biocombustíveis da segunda geração).
 - › Até 2030 a electricidade e o calor terão que ser produzidos cada vez mais a partir de fontes com baixas emissões de carbono e em centrais eléctricas alimentadas a combustíveis fósseis com níveis de emissões quase nulos, equipadas de sistemas de captura e armazenagem de CO₂; os transportes deverão adaptar-se cada vez mais à utilização de biocombustíveis da segunda geração e de pilhas de hidrogénio.
 - › Até ao ano 2050 e desse ano em diante, deve estar completada a passagem para um sistema energético europeu com baixas emissões de carbono, podendo o mix energético geral europeu incluir percentagens elevadas de energias renováveis, carvão e gás sustentáveis, hidrogénio sustentável e, para os EMs que o desejem, energia de cisão da 4ª geração e energia de fusão (energia nuclear).
- Rumo a futuros combustíveis fósseis com baixas emissões de CO₂ (carvão limpo, captura e armazenagem de CO₂ (a incorporar no futuro regime de comércio de emissões da UE));
- O futuro da energia nuclear (cabe a cada EM decidir recorrer ou não à electricidade nuclear);
- Política energética internacional que defenda activamente os interesses da Europa;
- Desenvolver uma política energética externa comum.

2.2.1.10 Livro Verde - Instrumentos de Mercado para fins da política ambiental e de políticas conexas – COM (2007) 140 de 28 de Março

O presente Livro Verde insere-se no quadro estabelecido pela agenda integrada da energia e das AC da UE, no âmbito da qual os instrumentos de mercado e as políticas orçamentais em geral irão desempenhar um papel decisivo na realização dos objectivos políticos da UE. O diploma explora opções para uma utilização mais intensiva de instrumentos de mercado em diferentes áreas da política ambiental, tanto ao nível da comunidade como ao nível nacional.

O Livro Verde salienta que a utilização de instrumentos de mercado reside na sua capacidade para corrigir as deficiências do mercado de uma forma eficaz em termos de custos. A deficiência do mercado consiste numa situação em que os mercados ignoram totalmente o custo "real" ou social da actividade económica (por exemplo, o património ambiental com natureza de bem público) ou não o reflectem de forma adequada. No mesmo documento a Comissão salienta que esta situação é atenuada através da intervenção pública e contrariamente às abordagens regulamentares ou administrativas, os instrumentos de mercado têm a vantagem de utilizar os sinais de mercado para colmatar as deficiências do mesmo.

Neste âmbito, o diploma reforça a importância de um quadro regulamentar claro para o seu funcionamento e se o instrumento correcto for escolhido e adequadamente concebido e articulado com outras políticas ou instrumentos, os instrumentos de mercado poderão apresentar as seguintes vantagens:

- Melhoram os sinais dados pelos preços, ao valorizarem os benefícios e custos externos das actividades económicas, para que os agentes económicos os tomem em consideração e alterem o seu comportamento com vista a reduzir os impactos negativos – ambientais e outros – e a aumentar os impactos positivos;
- Proporcionam à indústria uma maior flexibilidade na realização de objectivos e, por conseguinte, menores custos globais de cumprimento;
- A longo prazo, incentivam as empresas a procurar a inovação tecnológica de modo a reduzir ainda mais os impactos adversos no ambiente ("eficiência dinâmica");
- Favorecem o emprego quando utilizados no contexto da reforma fiscal ou orçamental em favor do ambiente.

Este documento realça que, paralelamente à regulamentação e outros instrumentos, deveria recorrer-se a uma utilização crescente dos instrumentos de mercado, incluindo regimes de

comércio, medidas de tributação e subsídios, como uma ferramenta eficaz em termos de custos para atingir objectivos da política ambiental e de outras políticas, tanto ao nível comunitário como ao nível nacional.

Através da implementação deste Livro Verde a Comissão deseja lançar um debate sobre uma contribuição mais activa dos instrumentos de mercado comunitários para estes objectivos, em especial no que respeita à tributação indirecta.

2.2.1.11 Promoção das Fontes de Energia Renovável – Directiva 2009/28/EC de 23 de Abril

Em Março de 2007, o Conselho Europeu aprovou como objectivo obrigatório uma quota de 20% de energia proveniente de E-FER no consumo energético comunitário global até 2020 e um objectivo obrigatório mínimo de 10% a alcançar por todos os EMs para a quota de biocombustíveis no consumo de gasolina e gasóleo pelos transportes para o mesmo período de tempo.

A aplicação da Directiva 2009/28/CE tem por objectivos:

- Estabelecer um quadro comum para a promoção de energia proveniente das E-FER;
- Fixar objectivos nacionais obrigatórios para a quota global de energia proveniente de E-FER no consumo final bruto de energia e para a quota de E-FER consumida pelos transportes;
- Estabelecer regras em matéria de transferências estatísticas entre EMs, projectos conjuntos entre EMs e com países terceiros;
- Garantias de origem;
- Procedimentos administrativos;
- Informação e formação;
- Acesso à rede de electricidade no que se refere à energia produzida a partir de fontes renováveis;
- Estabelecer critérios de sustentabilidade para os biocombustíveis e biolíquidos.

Os objectivos globais nacionais obrigatórios devem ser coerentes com uma quota de pelo menos 20 % de energia proveniente de E-FER no consumo final bruto de energia da Comunidade até 2020. Neste contexto, a Directiva 2009/28/CE destina-se a facilitar a concessão de apoio transfronteiriço à energia proveniente de ERs sem afectar os regimes de apoio nacionais. A introdução de mecanismos facultativos de cooperação entre EMs permitem chegar a acordo quanto ao grau em que um EM apoia a produção de energia noutro EM e ao grau em que a produção de energia a

partir de E-FER deverá ser contabilizada para efeitos da avaliação do cumprimento dos objectivos nacionais globais de cada um dos países intervenientes.

Para assegurar o cumprimento das metas preconizadas para a utilização de energia proveniente de FER, ao nível global e nacional, os EMs podem recorrer às seguintes medidas:

- Regimes de apoio nacionais;
- Mecanismos de cooperação entre vários EM e com países terceiros.

No artigo 2º, ponto k) do diploma são definidas quais as tipologias dos Regimes de Apoio:

- Ajuda ao investimento,
- Isenções ou reduções fiscais,
- Reembolso de impostos,
- Regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis - certificados verdes;
- Regimes de apoio directo ao preço - as tarifas de aquisição e pagamentos de prémios.

Segundo a directiva, o regime de apoio à *“obrigação de energias renováveis”* é um mecanismo de apoio nacional que obriga os produtores de energia a incluírem uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis na sua produção, que obriga os fornecedores de energia a incluírem uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no seu aprovisionamento ou que obriga os consumidores de energia a incluírem uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no seu consumo. Estão incluídos os regimes ao abrigo dos quais estes requisitos podem ser satisfeitos mediante a utilização de certificados verdes.

Por sua vez, o artigo 3º estabelece a obrigatoriedade de cada EM apresentar um plano de acção nacional no qual deve constar os objectivos globais nacionais para as quotas de energia proveniente de E-FER consumida pelos sectores dos transportes, da electricidade e do aquecimento e arrefecimento em 2020 (consultar Figura 22). A directiva recomenda que as metas definidas deverão articular-se com as outras medidas políticas relacionadas com a eficiência energética no consumo final de energia, bem como medidas adequadas para alcançar os objectivos globais nacionais. A Comissão publicou uma Decisão a 30 de Junho de 2009⁴ que estabelece um modelo para os planos de acção nacionais para as E-FER ao abrigo da Directiva 2009/28/CE.

⁴ Decisão da Comissão n.º C (2009) 5174, publicada a 30 de Junho de 2009

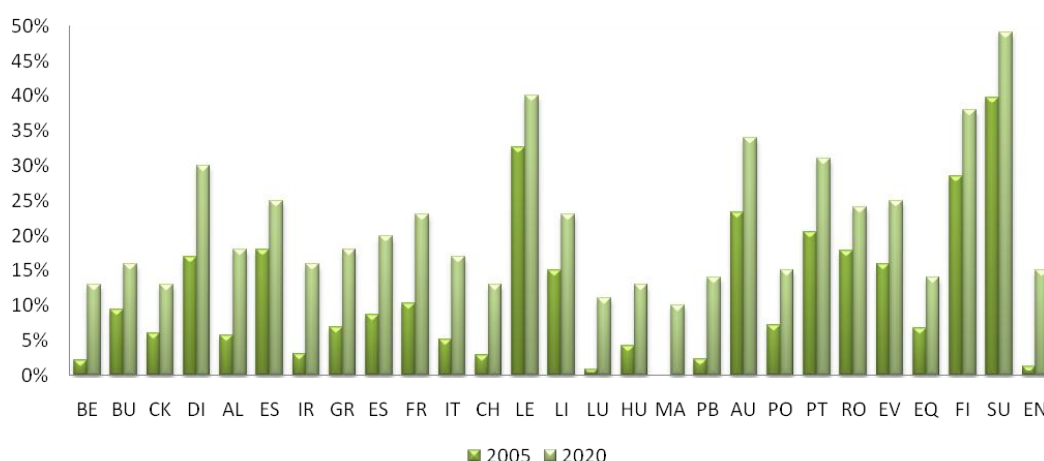


Figura 22 – Objectivos globais nacionais para a quota de E-FER no consumo final de energia em 2020 (Directiva 2009/28/CE, 2009);

2.2.2 Estratégia Portuguesa

O sector da energia reveste-se de importância vital para o bom desempenho do sector económico global contemporâneo. As exigências que neste domínio se colocam, desde a garantia e segurança do abastecimento nacional aos requisitos de natureza ambiental e à sua influência na competitividade das empresas enquanto factor de produção, impõem a definição clara de uma política energética que procure conciliar os diversos interesses em presença. Num país em que a dependência de fontes externas é particularmente elevada, esta questão ganha uma importância acrescida.

Portugal está perante uma reduzida diversificação da oferta energética primária, aliada à escassez de recursos próprios, que conduz a uma maior vulnerabilidade do sistema energético às flutuações dos preços internacionais, nomeadamente do preço do petróleo e gás natural, exigindo esforços no sentido de aumentar a diversificação.

2.2.2.1 Estrutura do Sector Eléctrico Português

Neste sector a **Direcção Geral de Energia e Geologia** (DGEG)⁵, é o órgão com responsabilidade pela concepção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa óptica do desenvolvimento sustentável e de segurança do abastecimento energético. Esta entidade disponibiliza informação na sua página Internet, na perspectiva de proporcionar um acesso rápido à informação bem como contribuir para uma clarificação das principais pressões do sector.

⁵ Website: <http://www.dgge.pt/>

O Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril cria a **Entidade Reguladora dos Serviços Eléctricos (ERSE)** e aprova os respectivos estatutos. Esta entidade é responsável pela regulação dos sectores do gás natural e da electricidade. As competências da ERSE podem ser agrupadas em quatro grandes categorias: normativas, fiscalizadoras, sancionatórias e de resolução de conflitos (Figura 23).



Figura 23 – Categorias Funcionais da ERSE (Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril);

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) nacionalizou-se em 1975 tendo sido criadas “empresas públicas às quais foram conferidas, em exclusivo, em regime de serviço público e por tempo indeterminado, o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica: EDP, no Continente; EDA nos Açores; EEM na Madeira” (ERSE, 2009).

Os Decretos-Lei n.º 182/95 a 188/95, de 27 de Julho visaram a criação do Mercado Interno de Electricidade e o estabelecimento das suas regras comuns de funcionamento através da definição de um Sistema Eléctrico Nacional baseado na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) – Mercado Regulado e de um Sistema Eléctrico Independente ou não Vinculado (SENV) –

Mercado Liberalizado, estes tiveram por base aplicação dos princípios da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro. Com este pacote legislativo iniciou-se a liberalização do sistema eléctrico português (Infraestruturas e Acessibilidades - Electricidade, 2008).

A transposição da Directiva n.º 2003/54/CE para a ordem interna jurídica concretizou-se com o Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro que estabeleceu os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do SEN, assim como as actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, este diploma foi posteriormente complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de Agosto, que definiu os procedimentos para a atribuição das licenças para produção em regime ordinário e para a comercialização de electricidade, bem como para a atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em alta e média tensões e em baixa tensão (BT) (Decreto-Lei n.º 172/2006, 2006) (Infraestruturas e Acessibilidades - Electricidade, 2008).

Conforme supramencionado a estrutura organizativa do SEN (Figura 24) tem por base a coexistência de um Mercado Liberalizado e um Mercado Regulado, permitindo aos agentes económicos o direito de negociar em um dos mercados (Decreto-Lei n.º 29/2006, 2006).

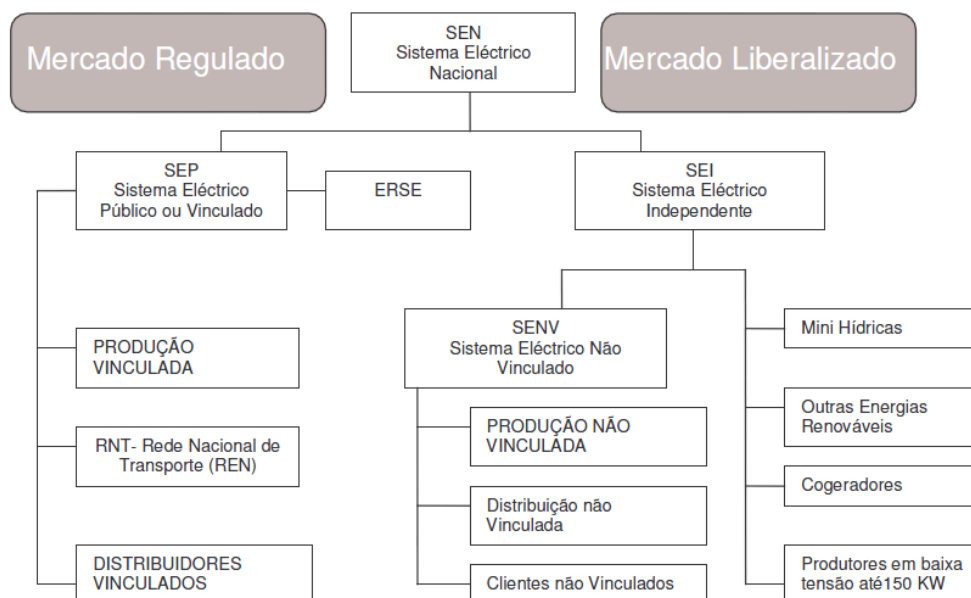


Figura 24 – Mercado Regulado e Mercado Liberalizado (Infraestruturas e Acessibilidades - Electricidade, 2008);

O Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro define as actividades do SEN: a) Produção de electricidade; b) Transporte de electricidade; c) Distribuição de electricidade; d) Comercialização de electricidade; e) Operação de mercados de electricidade; f) Operação logística de mudança de comercializador de electricidade (Decreto-Lei n.º 29/2006, 2006).

Produção	Transporte	Distribuição	Comercialização
Regime Ordinário <ul style="list-style-type: none"> • EDP Produção (CAE a terminar) • EDP Produção (Central TER e várias Centrais hidroeléctricas) • EDIA • Outros produtores • Turbogás (através de CAE) • Tejo Energia (através de CAE) Regime especial <ul style="list-style-type: none"> • Produtores de fontes renováveis e de biomassa • Co-geração 	Rede Nacional de Transporte <ul style="list-style-type: none"> • Muito Alta Tensão (Concessão de Serviço Público) • REN - Redes Energéticas Nacionais 	Rede Nacional de Distribuição <ul style="list-style-type: none"> • Alta e Média Tensão (Concessão de serviço público) • EDP - Distribuição Baixa Tensão • Distribuidores (Concessões municipais) • EDP - Distribuição • Vários cooperativos 	Comercializadores regulados (Comercializador de último recurso) <ul style="list-style-type: none"> • EDP Serviço Universal • Cooperativas de consumidores Comercializadores não regulados <ul style="list-style-type: none"> • EDP Comercial • Endesa / Sodesa • Iberdrola • União Fenosa • Viesgo • Outros

Figura 25 – Organização do SEN (REN, 2009);

> Produção de Electricidade

A produção de electricidade está inteiramente aberta à concorrência. A produção de electricidade é dividida em dois regimes: (i) produção em regime ordinário, relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e (ii) produção em regime especial, relativa à cogeração e à produção eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis e da cogeração. No actual enquadramento legal (Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro), a lógica do planeamento centralizado de produção de electricidade é substituída por uma lógica de mercado e de iniciativa privada, havendo apenas lugar à intervenção do operador do sistema para efeitos de segurança do abastecimento de energia eléctrica no SEN quando se perspectivem situações de escassez energética. A electricidade é produzida com recurso a diversas tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás, fuel, gasóleo, água, vento, biomassa, entre outros). Em Portugal, os principais produtores são a EDP Produção, a Turbogás e a Tejo Energia (REN, 2009).

› **Transporte de Electricidade**

A actividade de transporte de electricidade é efectuada através da Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN SA (REN, 2009).

› **Distribuição de Electricidade**

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da rede nacional de distribuição (RND) constituída por infraestruturas ao nível da alta e média tensão, assim como da exploração das redes de distribuição de baixa tensão. A rede nacional de distribuição é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português. Actualmente, a concessão exclusiva para a actividade de distribuição de electricidade em alta e média tensão pertence à EDP Distribuição. As redes de distribuição de baixa tensão continuam a ser operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, actualmente concentrados na EDP Distribuição (REN, 2009).

› **Comercialização de Electricidade**

A comercialização de electricidade encontra-se inteiramente aberta à concorrência. Os comercializadores podem comprar e vender electricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE. Os consumidores podem escolher o seu comercializador e trocar de comercializador sem quaisquer encargos adicionais. Os comercializadores estão sujeitos a certas obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e ao abastecimento contínuo de electricidade e, também, a fornecer acesso à informação em termos simples e compreensíveis (REN, 2009).

› **Operação dos Mercados de Electricidade**




Os mercados organizados de electricidade operam num regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das Finanças e pelo ministro responsável pelo sector energético. A operação do mercado de electricidade deve ser integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de electricidade estabelecidos entre o Estado Português e outros EMs da UE. Os produtores que operem sob o regime ordinário e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado (REN, 2009).

A política energética apresenta-se como um factor importante para o crescimento sustentado da economia portuguesa e da sua competitividade. A nível empresarial, contribui para criar as condições concorrenciais necessárias ao desenvolvimento de empresas eficientes e modernas,

induzindo a redução do preço dos factores de produção e potenciando investimentos em áreas de elevada componente tecnológica. Ao nível dos edifícios (de Serviços e Domésticos) tem um impacto relevante na economia e qualidade de vida dos consumidores (REN, 2009).

A implementação do quadro legal do sector energético assenta numa lógica piramidal, definindo a estratégia e princípios para o sector da energia e posteriormente os modelos de funcionamento subjacentes (ver Tabela 1) (REN, 2009).

Tabela 1 – Estrutura do quadro legal do sector energético nacional;

	OBJECTIVOS	DIPLOMAS
ESTRATÉGIA 	RCM 169/2005 <ul style="list-style-type: none"> • Definição da visão, objectivos e medidas globais para o sector da energia • Articulação com outras áreas, nomeadamente com o ambiente 	
INSTRUMENTOS 	Decretos de Lei base <ul style="list-style-type: none"> • Separação da legislação para os mercados da electricidade, gás natural e petróleo • Definição de princípios e estruturas de funcionamento • Regime de exercício das actividades 	DL n.º29/2006, de 15 de Fevereiro, para o mercado de electricidade, DL n.º30/2006, de 15 de Fevereiro, para o mercado do Gás Natural DL n.º31/06, de 15 Fevereiro para o mercado de petróleo;
MODELOS DE FUNCIONAMENTO 	Decretos de Lei Regulamentar <ul style="list-style-type: none"> • Definição do regime de atribuição das licenças e concessões • Definição da regulamentação 	DL n.º172/2006, de 23 de Agosto, para o mercado de electricidade
MODELOS DE CONCESSÃO	Bases de Concessão <ul style="list-style-type: none"> • Determinação de bens e meios afectos • Definição de obrigações, direitos e garantias • Definição de regras a aplicar em caso de alteração, extinção e litígio 	Anexo DL n.º172/2006 para o mercado de electricidade

2.2.2.2 Política Energética Portuguesa - Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril aprova a Política Energética Portuguesa e revoga a Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro, que aprovou o Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, 2003). Este diploma definiu os principais objectivos para a política energética portuguesa:

- i) A liberalização do mercado;
- ii) A redução da intensidade energética no produto;
- iii) A redução da factura energética;

- iv) A melhoria da qualidade do serviço;
- v) A segurança do aprovisionamento e do abastecimento;
- vi) A diversificação das fontes e aproveitamento dos recursos endógenos;
- vii) A minimização do impacto ambiental;
- viii) A contribuição para o reforço da produtividade da economia nacional.

A liberalização dos mercados energéticos constitui, portanto, um dos grandes desafios dos próximos anos em matéria de política energética, a par da abertura à inovação e da internacionalização das restrições de origem ambiental (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, 2003).

O problema da eficiência energética é ainda um problema da oferta e dos produtores, mas é também um problema dos consumidores, domésticos e dos serviços, que em muitos casos ainda não aproveitaram algumas alterações, designadamente na estrutura tarifária, as quais permitem gerir mais eficazmente a factura energética, bem como novas soluções tecnológicas e de modernização de equipamentos produtivos (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, 2003).

Outro grande desafio é o do aumento da participação das ERs na oferta, bem como o dos novos mercados dos serviços energéticos e dos futuros certificados verdes. Na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 28 de Abril foi reiterada a importância vital do sector da energia, quer ao nível ambiental quer económico. No documento supracitado é definida a base da Política Energética Portuguesa onde são estabelecidos os três eixos estratégicos e as medidas a adoptar no âmbito de cada um deles (ver Figura 26).



Figura 26 – Eixos estratégicos da política energética portuguesa definidos na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 28 de Abril;

No âmbito da Política Energética Portuguesa foram definidas medidas articuladas com a política económica e de ambiente, visando paralelamente o cumprimento das metas definidas no PQ. Neste sentido, foram definidas as metas indicativas para a produção de energia eléctrica a partir de E-FER (Figura 27) em Portugal para 2010, fixando o seu contributo em 39 %, o investimento previsto para alcançar este objectivo é de 5000 M€ (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003).

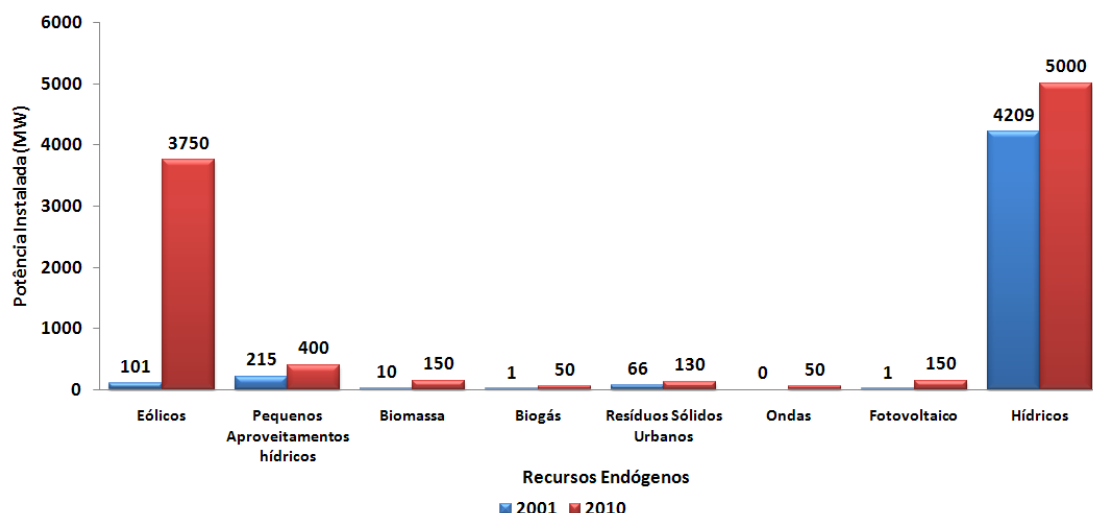


Figura 27 – Metas indicativas definidas para a produção de E-FER no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003);

2.2.2.3 Estratégia Nacional para a Energia - Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro aprovou a nova Estratégia Nacional para a Energia que visou a actualização das metas traçadas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril, nomeadamente no que diz respeito às ERs e à eficiência energética, tornando-as mais ambiciosas.

Por forma, a corrigir pontualmente algumas das medidas previstas, conformando-as com o novo enfoque que se pretendeu atribuir à concorrência e à defesa dos consumidores de energia, sem no entanto proceder a grandes rupturas, com o diploma anterior. A Estratégia Nacional para a Energia tem como principais objectivos:

- i) Garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos, e da promoção da eficiência energética, tanto na cadeia da oferta como na da procura de energia. Dever-se-á, ainda, neste quadro, manter os níveis das reservas estratégicas dos principais combustíveis, atenuar a dependência energética do exterior pela exploração mais intensiva e mais racional dos recursos energéticos próprios ou endógenos, tendo especialmente em conta a eficiência energética, por forma a reduzir a intensidade energética do PIB;
- ii) Estimular e favorecer a concorrência, promovendo a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas, quer as do sector da energia quer as demais do tecido produtivo nacional, promovendo as alternativas energéticas e a adopção de regimes de

apoio que lhes assegurem os menores custos de produção, no pleno respeito pelas normas ambientais exigidas pelo desenvolvimento sustentável;

iii) Garantir a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo os impactos ambientais às escalas local, regional e global, nomeadamente no que respeita à intensidade carbónica do PIB.

O cumprimento dos objectivos supracitados traduzem-se nas seguintes linhas de orientação política, as quais, por sua vez, se desenvolverão em medidas a definir e a adoptar pelos instrumentos legislativos e regulamentares adequados:

- i) Liberalização do mercado da electricidade, do gás e dos combustíveis;
- ii) Enquadramento estrutural da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural;
- iii) Reforço das energias renováveis;
- iv) Promoção da eficiência energética;
- v) Aprovisionamento público «energeticamente eficiente e ambientalmente relevante»;
- vi) Reorganização da fiscalidade e dos sistemas de incentivos do sistema energético;
- vii) Prospectiva e inovação em energia;
- viii) Comunicação, sensibilização e avaliação da estratégia nacional para a energia.

O diploma estabelece como linha de orientação política a reorganização da fiscalidade e dos sistemas de incentivos do sistema energético, salientando o facto de um sistema fiscal coerente com as vertentes económica e ambiental, pode dar um contributo decisivo para o cumprimento dos objectivos da política energética nacional, dando sinais que compatibilizem as opções dos operadores e dos consumidores com aqueles objectivos. Segundo o mesmo, a via fiscal incentiva comportamentos económicos e consumos energeticamente mais eficientes. Nestes termos, o diploma recomenda o recurso à fiscalidade que deve ser usada como mais um instrumento de política energética, aproveitando todas as suas potencialidades na gestão da energia.

No mesmo sentido, o diploma preconizou uma taxa de carbono, cujo montante deve corresponder ao valor das externalidades geradas pelas emissões de CO₂, as quais deverão ser reflectidas no preço dos produtos energéticos. Este instrumento, a par da introdução da figura dos «acordos voluntários com os grandes consumidores de energia», pode fomentar comportamentos racionais em termos de energia e de ambiente.

A **Estratégia Nacional para a Energia** salienta o papel dos sistemas de incentivos, estes deverão reflectir as externalidades positivas associadas a alguns vectores do sistema energético, cuja valorização e consequente transferência do valor em causa para os agentes que as originam permitindo a criação de situações sustentáveis do ponto de vista financeiro.

A estratégia salientou o carácter transitório dos incentivos, devendo ser revistos em função da evolução tecnológica. No mesmo documento, referiu-se que organização dos sistemas de incentivos deverá ter presente a história da sua aplicação no passado, procurando atender, por um lado, à prioridade estratégica, à coerência da natureza dos recursos ou vectores energéticos com o serviço requerido e por outro, ao impacto nacional, regional ou local à luz dos três objectivos estratégicos: segurança no abastecimento, competitividade do sistema produtivo e adequação ambiental. Prossupondo, em termos práticos, a diversidade de fontes, a promoção descentralizada de acções de eficiência energética e o estímulo ao desenvolvimento de investimentos na produção de bens e serviços que lhe estejam associados. O documento sublinha que a concepção de um sistema de incentivos deve integrar as externalidades e hierarquizar as diversas E-FER, a cogeração e os projectos de eficiência energética de acordo com os princípios, objectivos e critérios de política energética.

2.2.2.4 Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) - Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008 de 20 de Maio

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 de 24 de Outubro que aprovou a Estratégia Nacional para a Energia, prevê na sua linha de orientação para a eficiência energética o plano de acção para a eficiência energética.

A Directiva n.º 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos estabeleceu entretanto a obrigação de os EM publicarem um Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), estabelecendo metas de pelo menos, 1 % de poupança de energia por ano até 2016.

Neste contexto, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de Maio, aprovou o PNAEE – Portugal Eficiência 2015, que engloba um conjunto alargado de programas e medidas consideradas fundamentais para que Portugal possa alcançar e suplantear os objectivos fixados no âmbito da referida directiva europeia. O PNAEE estabelece como meta a alcançar até 2015 a implementação de medidas de melhoria da eficiência energética equivalentes a 10% do consumo de energia final.

O PNAC aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto e a Estratégia Nacional para a Energia, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, preconizavam um conjunto alargado de medidas de eficiência energética. No entanto, o PNAEE veio trazer uma maior ambição e coerência às políticas de eficiência energética, abrangendo todos os sectores e articulando as várias medidas entretanto aprovadas e um conjunto alargado de novas medidas em 12 programas específicos.

O PNAEE abrange quatro áreas específicas, objecto de orientações de cariz predominantemente tecnológico: Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado. Adicionalmente, estabelece três áreas transversais de actuação — Comportamentos, Fiscalidade, Incentivos e Financiamentos — sobre as quais incidiram análises e orientações complementares. Cada uma das áreas referidas agrega um conjunto de programas, que integram de uma forma coerente um vasto leque de medidas de eficiência energética orientadas para a procura energética (Figura 28).

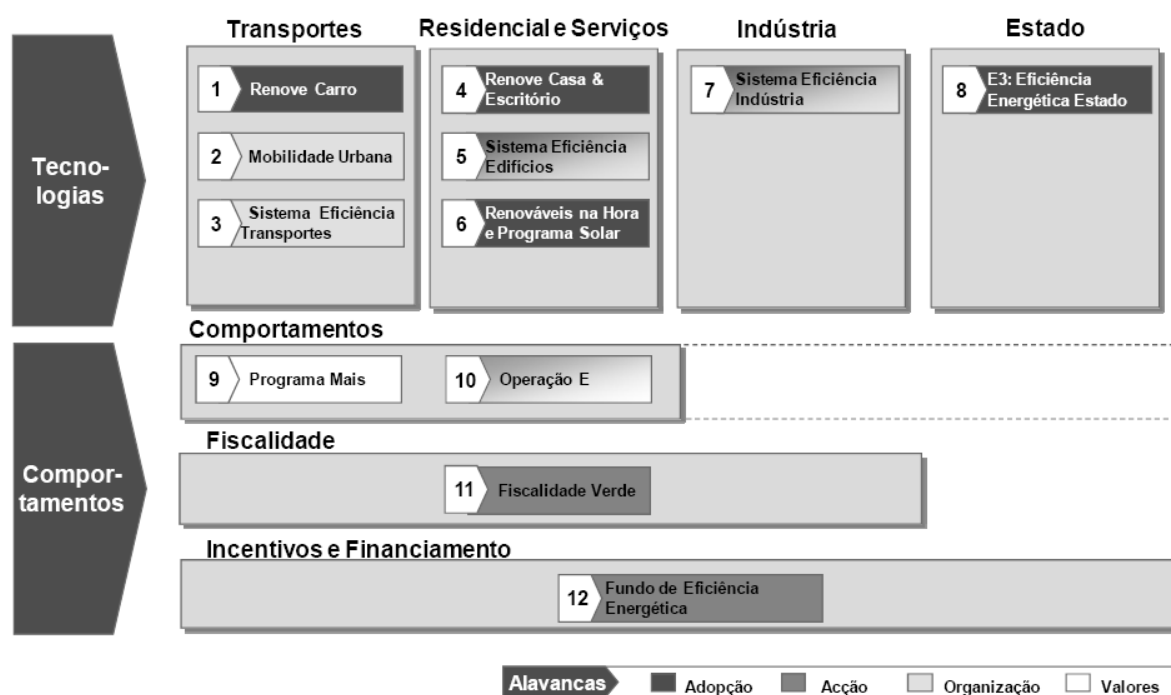


Figura 28 – Áreas abrangidas pelo PNAEE (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008); Destas salienta-se a área de Residencial e Serviços integra três grandes programas de eficiência energética:

- Programa *Renove Casa*, no qual são definidas várias medidas relacionadas com eficiência energética na iluminação, electrodomésticos, electrónica de consumo e reabilitação de espaços;

- *Sistema de Eficiência Energética nos Edifícios*, que agrupa as medidas que resultam do processo de certificação energética nos edifícios, num programa que inclui diversas medidas de eficiência energética nos edifícios, nomeadamente isolamentos, melhoria de vãos envidraçados e sistemas energéticos;
- Programa *Renováveis na Hora*, que é orientado para o aumento da penetração de energias endógenas nos sectores residencial e serviços.

No âmbito do presente estudo, deve abordar-se com maior detalhe o Programa *Renováveis na Hora* que visa: “*promover a substituição do consumo de energia fóssil por energia renovável, através da maior facilidade de acesso a tecnologias de microgeração de energia eléctrica e de aquecimento solar de águas quentes sanitárias*” (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008).

Esta medida permite o exercício da actividade de produção de electricidade em baixa tensão (BT) por parte de particulares e entidades colectivas, com possibilidade de entrega da energia proveniente de instalações de microgeração até ao limite de 5,75 kW, à rede eléctrica pública em Portugal.

Além dos aspectos supramencionados a concepção deste programa visou a simplificação das barreiras administrativas, simplificando o regime de licenciamento que é efectuado recorrendo ao Sistema de Registo de Microprodução (SRM).

No âmbito Programa *Renováveis na Hora*, o PNAEE preconizou as seguintes metas para o sector residencial:

- Para 2010, o Governo definiu o objectivo de 62 MW de potência instalada num universo de 21788 instalações estimando-se uma potência por unidade de microgeração 2,84 kW em média;
- Em 2015, o Estado estabeleceu 165 MW de potência instalada para 58100 instalações, mantendo-se a potência média de 2,84 kW por unidade.

A área Estado é agrupada num programa designado por Eficiência Energética no Estado, com um conjunto de medidas dirigidas aos edifícios e frotas de transporte do Estado, à iluminação pública e à negociação centralizada de energia na administração central e local.

Relativamente às áreas transversais de actuação integram:

- Comportamentos - integra programas que visam promover hábitos e atitudes de consumidores energeticamente eficientes, como sejam a recomendação de produtos eficientes, através de campanhas de sensibilização e comunicação;
- Fiscalidade - desenvolve um conjunto de medidas orientadas para o fomento à eficiência energética pela via fiscal, como sejam a criação de regimes de amortizações aceleradas para equipamentos eficientes e a interligação do regime de benefícios em sede de IRS⁶ com o Sistema de Certificação Energética nos Edifícios e as energias renováveis;
- A área Incentivos e Financiamento desenvolve um conjunto de programas inovadores, como sejam a criação do Fundo de Eficiência Energética, o incentivo à criação de empresas de Serviços de Energia, internacionalmente designadas por *Energy Service Companies* (ESCO), bem como o incentivo à reabilitação urbana e à aquisição e renovação de equipamentos electrodomésticos.

Estima-se que a implementação do plano permite uma economia energética de cerca 1792 milhares de toneladas equivalentes de petróleo (tep) no ano de 2015, o que corresponde a uma economia de 9,8% face ao período de referência da Directiva n.º 2006/32/CE (o ano de 2016).

Segundo o diploma, a eficiência energética a alcançar no ano de 2015 terá maior expressão anual nos Transportes com 729 mil tep, na Indústria Transformadora com 418 mil tep, e nos sectores Residencial e Serviços com 330 e 150 mil tep, respectivamente. O Estado contribuirá com uma poupança anual de 48 mil tep e a rubrica “Outros sectores”, que engloba a indústria não transformadora, contribuirá com 119 mil tep. De forma agregada, as medidas aplicadas a todos estes sectores induzirão uma poupança específica eléctrica em 2015 de 4777 GWh, equivalente a uma redução de 7% do consumo eléctrico nacional.

A aplicação dos programas de eficiência energética definidos terá como consequência a racionalização do consumo de energia final, reduzindo, em média para o período 2008-2015, a taxa de crescimento da factura energética em cerca de 1,1% ao ano até 2015 (face à média de consumo do período de referência da Directiva).

Em termos de intensidade energética, a aplicação do presente plano permitirá a Portugal reforçar a convergência com a intensidade energética média europeia actual, já encetada desde o ano de 2006, e que se situa em 120 tep/milhão de euros de Produto Interno Bruto (PIB). Este objectivo

⁶ IRS – Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Singulares.

agora fixado de incremento de eficiência traduzir-se-á numa redução equivalente a 11 tep/milhão de euros de PIB, objectivo alcançável em ambos os cenários de crescimento económico considerados (cenário alto e cenário baixo).

2.2.2.5 Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica (PPEC)

O reconhecimento da existência de diversas barreiras à adopção de equipamentos e hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores, bem como a eventual existência de externalidades ambientais não reflectidas nos preços, justifica a implementação de medidas de promoção da eficiência no consumo. Estas barreiras ou falhas de mercado dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes pelos agentes económicos. Entre as várias barreiras de mercado à eficiência no consumo citam-se alguns exemplos: período de retorno alargado, diferença entre preços de fornecimento ou das tarifas aplicáveis e os custos marginais de curto prazo, externalidades, falta de informação e elevados custos de transacção associados, desalinhamento de interesses entre os agentes ou restrições financeiras dos consumidores.

A Estratégia Nacional para a Energia, aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, promove, entre outros objectivos, a eficiência energética na cadeia da oferta e na procura de energia. Entre as várias linhas estratégicas, destaca-se a quarta linha de orientação – Promoção da Eficiência Energética – que estabelece como medidas a adoptar, entre outras, “A promoção de políticas de eficiência energética por parte das empresas de oferta de electricidade” e “Financiar acções de promoção da eficiência energética” (Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005).

Nesse sentido, a ERSE tem procurado que a regulamentação do sector dinamize acções que contribuam para a promoção da eficiência energética nesta área. Em particular, no Regulamento Tarifário do sector eléctrico estabelece-se um mecanismo competitivo de promoção de acções de gestão da procura, a implementar pelos comercializadores, operadores de redes e associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores, designado por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC).

No PPEC de energia eléctrica são atribuídos incentivos para a promoção de medidas que visem melhorar a eficiência no consumo de energia eléctrica, através de acções empreendidas pelos comercializadores, operadores de redes e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de energia eléctrica de Portugal Continental e das Regiões Autónomas, e destinadas aos consumidores dos diferentes segmentos de mercado. As acções resultam de medidas

específicas propostas, sujeitas a um concurso de selecção, cujos critérios estão definidos nas Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo. Este concurso permite seleccionar as melhores medidas de eficiência energética a implementar pelos promotores anteriormente referidos, tendo em conta o montante do orçamento anual do PPEC disponível, sendo este aprovado no início de cada período de regulação para cada um dos seus anos (ERSE, 2009).

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC), promovido pela ERSE, pelo terceiro ano consecutivo, tem como objectivo prioritário, apoiar financeiramente iniciativas que promovam a eficiência e redução do consumo de electricidade nos diferentes segmentos de consumidores. Foram consideradas elegíveis ao concurso do PPEC 2009-2010, cento e vinte e cinco medidas apresentadas por vinte e nove promotores, no valor total de 58 milhões de euros. Estes custos representam cerca do triplo da dotação orçamental em 2009-2010 e foram aprovadas 50 medidas que serão implementadas por 21 promotores.

O valor das poupanças de energia eléctrica acumuladas, resultantes da implementação das medidas do PPEC 2009-2010, é de 3004 GWh (ou 1111 mil ton CO₂), valor que supera em 3,5 vezes as poupanças resultantes da implementação das medidas do PPEC 2008. Permitindo assegurar benefícios avaliados em cerca de 204 milhões de euros em medidas tangíveis com um custo de 16,2 milhões de euros (ERSE, 2009).

2.3 POLÍTICA CLIMÁTICA

A Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (CQNUAC) e o Protocolo de Quioto (PQ) constituem o único enquadramento internacional para combate às AC. A CQNUAC foi assinada em 1992, na Cimeira da Terra do Rio de Janeiro e ratificada pela Comissão Europeia em 1994, reconheceu que as AC são motivo de preocupação e tem por objectivo a estabilização das concentrações na atmosfera de GEE a um nível que evite uma interferência antropogénica perigosa com o sistema climático. Esta Convenção obriga todos os seus signatários a estabelecer programas nacionais de redução das emissões de GEE e a apresentar inventários regularmente (Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010).

A Conferência das Partes (COP) é o órgão máximo responsável pela tomada de decisões no âmbito da CQNUAC visando a sua implementação. A COP tem uma periodicidade anual, tendo a primeira decorrido em Berlim, em 1995, coincidindo com a publicação do segundo relatório de avaliação do IPCC (IPCC 1996a, 1996b e 1996c).

Em 1994 foi largamente reconhecido que os compromissos iniciais da CQNUAC não seriam suficientes para sustentar o aumento global das emissões de GEE e em Dezembro de 1997, na Terceira Conferência das Partes (COP-3), realizada na cidade de Quioto, Japão, foi aprovado o PQ. No Artigo 25.º deste acordo foi estabelecido que este só entraria em vigor quando pelo menos 55 Partes da Convenção, englobando as Partes incluídas no Anexo I que contabilizassem no total um mínimo de 55% das emissões totais de CO₂ em 1990. Neste contexto, o PQ entrou em vigor a nível internacional a 16 de Fevereiro de 2005, depois de a Rússia o ter ratificado em Novembro de 2004 (United Nations, 1998).

O aspecto mais importante do PQ é o de estabelecer metas vinculativas, neste contexto os países industrializados ficaram obrigados a reduzir as suas emissões de seis GEE (CO₂, o mais importante, metano, óxido nitroso, hidrofluorcarbonetos, perfluorcarbonetos e hexafluoreto de enxofre) em média de 5% relativamente aos níveis de 1990 durante o primeiro “período de cumprimento” de 2008 a 2012. Estas metas variam de -8% a +10% dos níveis de emissões dos países em 1990. Não sendo fixados objectivos em matéria de emissões para os países em desenvolvimento.

O PQ estabelece limites juridicamente vinculativos para as emissões de GEE em países industrializados e prevê mecanismos de implementação inovadores baseados no mercado, os chamados mecanismos de Quioto, com vista a manter os custos da contenção das emissões a um nível tão baixo quanto possível. Estes mecanismos representam três modalidades da mesma realidade: implementação conjunta, comércio de emissões e mecanismo de desenvolvimento limpo.

- Implementação Conjunta (IC) – é aplicável a projectos específicos e só entre países do Anexo B. Este mecanismo consiste na possibilidade que um país, ou uma empresa de um país, cumprir parte das suas metas de redução de emissões de GEE, financiando projectos de eficiência energética e/ou de retenção de GEE em florestas num outro país. Cada projecto de IC gera unidades de redução de emissões (UREs) que poderão ser posteriormente usadas pelo país investidor. Assim, as UREs adquiridas pelo país investidor são adicionadas à sua quota de emissões e deduzidas à quota de emissões do país beneficiado pelo projecto.
- Comércio de Emissões (CE) – Através do comércio de emissões, cada Parte converterá a sua quota de emissões em licenças de emissão transaccionáveis. Do ponto de vista contabilístico, o país adquirente adiciona as licenças compradas à sua quota de emissões, e o país vendedor deduz essas mesmas licenças da sua quota de emissões. Do ponto de

vista das emissões, o país vendedor tem de emitir menos e o país comprador pode emitir mais GEE, sendo que o limite global de emissões se deverá manter inalterado.

- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) – aplicável a projectos que ocorrem entre países do Anexo B e países do Anexo A (países em desenvolvimento). As unidades transaccionáveis através do MDL são os certificados de redução de emissões (CREs).

Novas metas obrigatórias deverão ser estabelecidas para "períodos de compromisso" posteriores a 2012. Estes deveriam ter sido discutidas e aprovadas na COP 15 que teve lugar em Copenhaga de 7 a 18 Dezembro de 2009, no entanto, a decisão foi adiada para a COP 16 que irá acontecer em 2010 no período de 29 de Novembro a 10 de Dezembro na Cidade do México (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2010).

Em 1997, assinou o PQ e no quadro da cooperação para o desenvolvimento, a UE adoptou uma estratégia que visa apoiar os países em desenvolvimento a enfrentar o desafio que representam as AC.

2.3.1 Estratégia Climática da UE

A redução dos GEE é um elemento fundamental da acção da UE, que através de um mecanismo de vigilância, acompanha regularmente as emissões e o sequestro destes gases. No plano internacional, a UE está na vanguarda da luta contra as AC cooperando activamente nas negociações neste domínio. A Comissão integrou o controlo dos GEE com a política energética comum nas acções que se propõe empreender com vista à realização dos seguintes objectivos: consumo mais eficiente de energias menos poluentes; transportes mais limpos e mais equilibrados; responsabilização das empresas, sem prejuízo da sua competitividade; ordenamento do território e agricultura ao serviço do ambiente; criação de um quadro favorável à investigação e à inovação. O quadro político delineado tem por base os trabalhos efectuados no âmbito do Programa Europeu para as Alterações Climáticas (PEAC).

2.3.1.1 Compromisso de Quioto

Ao abrigo do PQ, a UE comprometeu-se a reduzir em 8% as suas emissões de GEE durante o primeiro período de cumprimento de 2008 a 2012. Este objectivo é partilhado entre os EM ao abrigo de um acordo de partilha de responsabilidades, que estabelece objectivos individuais de emissões para cada EMs. Embora este objectivo abrangesse os 15 EMs, o documento foi ratificado por mais 10 países cuja adesão aconteceu posteriormente, em 2004, tendo estes países os seus próprios

objectivos de Quioto fixados entre 6% e 8%. A Comunidade Europeia formalizou o compromisso comunitário de aprovação do Protocolo de Quioto e do Acordo de Partilha de Responsabilidades entre os EMs, em Abril de 2002, através da Decisão n.º 2002/358/CE, do Conselho, de 25 de Abril.

A redução conjunta, prevista no Artigo 4 do PQ, estabelecido quase exclusivamente para a UE, cria uma diferenciação interna (*“burden sharing”*), permitindo que alguns EMs possam aumentar as suas emissões à custa do esforço de redução ou estabilização dos restantes. Este conceito de diferenciação interna surgiu ainda durante a assinatura da CQNUAC, defendido pelos países de coesão europeia (Espanha, Portugal, Grécia e Irlanda) que, incapazes de reduzir ou estabilizar as suas emissões, incentivaram a apresentação da Comunidade como um todo, permitindo desta forma que internamente uns países aumentassem e outros reduzissem as suas emissões. Assim, de acordo com a diferenciação interna, Portugal pode aumentar as suas emissões de GEE em 27 % dentro do período estabelecido no PQ. A Figura 29 demonstra que ainda necessário que a UE e os seus EMs desenvolvam esforços significativos com vista a satisfazer as obrigações assumidas no âmbito do PQ.

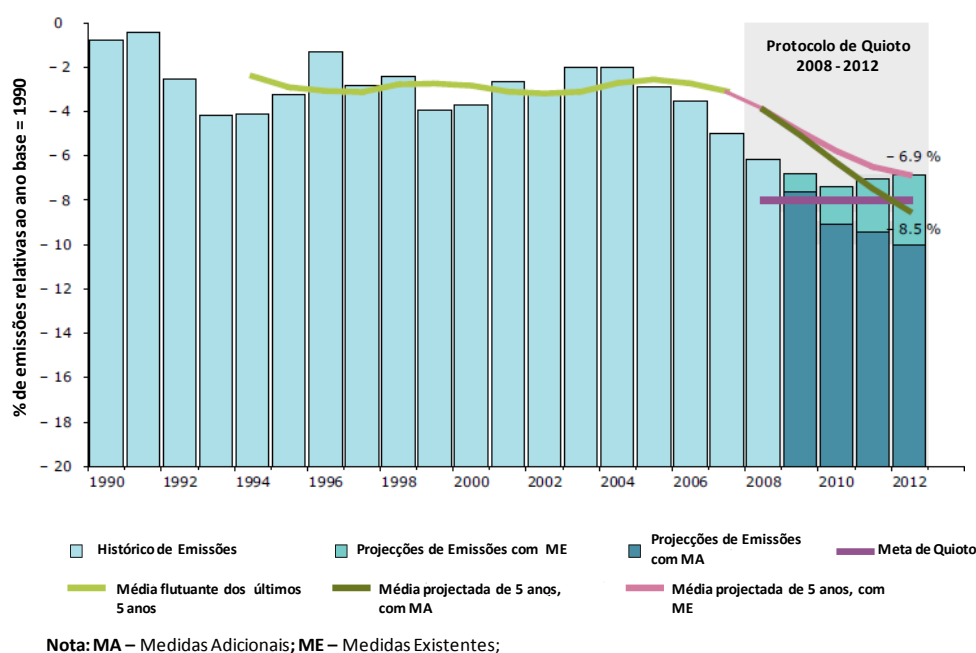


Figura 29 – Emissões reais e projectadas para a UE-15 (European Environment Agency (EEA), 2009);

2.3.1.2 Programa Europeu para as Alterações Climáticas (PEAC)

Em 2000, a Comissão Europeia lançou o Programa Europeu para as Alterações Climáticas (PEAC) com a finalidade de identificar as políticas e medidas mais eficazes, em termos de custos e benefícios para a redução das emissões de GEE e simultaneamente cumprir os compromissos estabelecidos no âmbito do PQ e CQNUAC. O programa serviu de base para as medidas que os EMs viessem a tomar a nível interno.

O desenvolvimento do 1º PEAC (2000-2004) envolveu seis grupos técnicos de trabalho que integraram representantes dos diferentes Departamentos da Comissão (DGs), EMs e grupos ambientais e industriais. A abordagem assentou em duas vertentes: um reforço das políticas e medidas a nível comunitário, para além das já existentes e o desenvolvimento do sistema de comércio das licenças de emissão na UE para melhorar a relação custo-eficácia, incluindo a preparação para a utilização dos mecanismos de flexibilidade do PQ (COM (2000) 88, 2000).

Numa primeira fase, a abordagem ao PEAC centrou-se num conjunto de medidas que permitiriam atingir o objectivo de redução de 8% na UE, em particular as apresentadas no seu anexo três, orientadas para os sectores dos transportes, da energia, da indústria e dos mecanismos de flexibilidade. Numa etapa posterior, o número de grupos de trabalho foi alargado a domínios como a agricultura, os sumidouros, os resíduos, o reforço das capacidades e a transferência de tecnologias e a investigação (COM (2000) 88, 2000).

Com base no primeiro relatório do PEAC, a comissão lançou um pacote de 3 medidas:

- › Plano de Acção para o PEAC (COM (2001) 580 final, 2001), apontando as acções prioritárias que representam um potencial de redução de 122-178 Mton CO₂eq (COM (2001) 580, 2001);
- › Proposta para ratificação do PQ, que resultou na Decisão do Conselho 2002/358/CE, de 25 Abril;
- › Proposta de Directiva relativa ao comércio de emissões de GEE (COM (2001) 581 final, 2001).

Em 2001, a Comissão publicou um relatório (COM (2001) 580 final) com os resultados da primeira fase do PEAC (período 2000-2001) no qual constam um pacote de medidas agrupadas em 4 secções para a redução de emissões de GEE: medidas horizontais, medidas no domínio da energia, no sector dos transportes e no sector industrial:

- Mecanismos de flexibilidade;
- Fornecimento de energia;

- Consumo de energia;
- Transportes;
- Indústria, incluindo um grupo de trabalho sobre os gases fluorados;
- Investigação.

Na segunda fase do primeiro PEAC (período 2002-2003) o principal objectivo foi facilitar e apoiar a implementação das medidas prioritárias identificadas na primeira fase. Algumas das medidas identificadas ou outras apontadas no primeiro relatório do PEAC foram já completadas pela Comissão, entre as quais se destacam:

- A proposta de Directiva sobre o comércio europeu de licenças de emissões (COM (2001) 581, 2001) que originou a Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro de 2003;
- A proposta de uma Directiva relativa à promoção da cogeração baseada na procura de calor útil no mercado interno da energia (COM (2002) 415, 2002), da qual resultou a Directiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro.

Adicionalmente foram criados novos grupos de trabalho para análise e avaliação de medidas relativas a agricultura, sumidouros associados aos solos agrícolas e sumidouros associados à floresta, bem como aprofundados alguns estudos iniciados na primeira fase, como, por exemplo, a promoção de ERs no sector residencial (Lopes, 2004).

De acordo com o segundo relatório de progresso do primeiro PEAC as políticas e medidas analisadas e propostas apresentavam um potencial de redução de 578 a 696 Mton CO₂eq, o que representava cerca do dobro da redução de emissões requerida para a UE no âmbito do PQ. Adicionalmente foi identificado um potencial de sequestro de 93 a 103 Mton CO₂eq no sector agrícola e florestal. As medidas legislativas implementadas ou propostas até à data pela Comissão representavam um potencial de 276-316 Mton CO₂eq.

Neste âmbito, outras políticas e medidas que se encontravam em fase de preparação representavam um potencial de redução adicional de 83-116 Mton CO₂eq, nomeadamente a articulação dos mecanismos de flexibilidade previstos no PQ, IC e MDL com o comércio de licenças de emissão, cuja directiva se encontrava em fase de execução. O objectivo desta integração era o reconhecimento dos créditos gerados nestes mecanismos como equivalentes a licenças de emissão da UE, permitindo que os operadores os utilizem no âmbito do regime comunitário para respeitarem as suas obrigações (COM (2003) 403, 2003).

Deste reconhecimento resultou um aumento da diversidade das opções de cumprimento do protocolo de forma mais económica e eficiente no âmbito do regime comunitário e simultaneamente transferir tecnologias avançadas para outros países industrializados e em desenvolvimento (COM (2003) 403, 2003).

A UE acredita que será necessária uma acção global reforçada para combater as AC após 2012. Assumindo a clara necessidade da tomada de medidas mais profundas para vencer o combate às AC, a Comissão Europeia a COM (2005) 35 - *Ganhar a Batalha contra as Alterações Climáticas Globais*, que materializava a segunda fase do PEAC. Nesta Comunicação a Comissão lançou as bases da estratégia comunitária para as AC, nomeadamente, na aplicação de políticas vigentes, na elaboração de novas medidas em coordenação com as restantes políticas europeias, no reforço da investigação e da cooperação internacional e na sensibilização dos cidadãos.

Neste contexto foram definidos os seguintes elementos-chave a constar na estratégia relativa às AC:

- O alargamento da luta contra as AC a todos os países poluidores (com responsabilidades comuns mas diferenciadas) e aos sectores implicados;
- O reforço da inovação, que inclui a aplicação e a implantação das tecnologias existentes e o desenvolvimento das novas tecnologias;
- A utilização e o reforço dos instrumentos baseados no mercado (como o sistema de comércio de emissões introduzido pela UE);
- A realização de esforços de adaptação às alterações climáticas, ao nível preventivo e correctivo, em função das regiões e dos sectores económicos mais afectados.

Simultaneamente o documento enumerou acções que visam a concretização dos elementos supracitados:

- Assegurar a aplicação imediata e efectiva das políticas acordadas a fim de atingir o objectivo de 8% de redução das emissões de gases responsáveis pelo efeito de estufa em relação ao nível de 1990, tal como fixado no PQ;
- Sensibilizar e informar os cidadãos da UE de forma a permitir uma alteração do seu comportamento;
- Aumentar e definir com maior precisão a investigação, por um lado, para aprofundar os conhecimentos sobre as AC e sobre as suas incidências a nível global e, por outro, para

desenvolver estratégias de atenuação neste âmbito que apresentem uma boa relação custo-eficácia;

- Reforçar a cooperação com os países terceiros ao nível científico e da transferência de tecnologias respeitadoras do ambiente e cooperar na adaptação às AC dos países mais vulneráveis.

A Comunicação salientou os benefícios e os custos associados à implementação da estratégia, realçando, a dificuldade inerente à avaliação dos mesmos, no contexto da UE dadas as especificidades das várias regiões e dos sectores económicos que não serão afectados com a mesma intensidade. No mesmo documento o Conselho Europeu reiterou a necessidade de limitar o aumento das temperaturas do planeta em 2°C relativamente ao nível pré-industrial e consequentemente, seria necessário estabilizar as concentrações de GEE a níveis consideravelmente inferiores aos actuais (menores a 400 ppmv) para conseguir limitar o aumento da temperatura (COM (2005) 35, 2005).

O ano de 2007 marcou um ponto de viragem na política da UE em matéria de clima e energia. Na COM (2007) 2, de 10 Março de 2007 - *Limitação das alterações climáticas globais a 2 graus Celsius, Trajectória até 2020 e para além desta data* foi proposto um pacote integrado de medidas no domínio da energia e das AC. A presente comunicação, propôs acções mais concretas para limitar os efeitos deste fenómeno e reduzir a probabilidade de perturbações maciças e irreversíveis a nível planetário:

- Reduzir, até 2020, as emissões de GEE em pelo menos 20%, podendo atingir os 30% caso se obtenha um acordo internacional que vincule outros países desenvolvidos a atingir reduções de emissões comparáveis, e os países em desenvolvimento economicamente mais avançados contribuam adequadamente, de acordo com as suas responsabilidades e respectivas capacidades;
- Garantir que 20% do consumo energético da UE em 2020 tenha origem em fontes renováveis;
- Aumentar a eficiência energética da UE em 20%, até 2020;
- Aumentar em 50% as despesas anuais da UE em investigação no domínio da energia no período 2007-2013;
- Promover a captura e armazenagem geológica de carbono, incluindo a construção de doze instalações de demonstração de larga escala na Europa até 2015.

Estas medidas a curto e médio prazo dizem respeito tanto aos países desenvolvidos (UE e os outros países industrializados), como aos países em vias de desenvolvimento. Simultaneamente, a Comissão reiterou a posição de reforçar do regime comunitário de comércio de licenças de emissão de GEE, nomeadamente através das medidas seguintes:

- Aumentar o prazo de atribuição de licenças para além de cinco anos, como acontece actualmente;
- Alargar o regime a outros gases e sectores;
- Harmonizar entre os EMs os processos de atribuição de licenças;
- Associar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão a outros regimes obrigatórios compatíveis (por exemplo, os regimes em vigor na Califórnia e na Austrália).

Além disso, a Comissão propôs a redução das emissões em outros sectores, neste contexto e tendo em conta os objectivos do presente estudo, salienta-se a **meta proposta de redução de 30% do consumo de energia edifícios residenciais e comerciais** através do alargamento do âmbito da Directiva relativa ao rendimento energético dos edifícios, bem como do estabelecimento de requisitos de desempenho comunitários que promovam os edifícios de muito baixo consumo energético, tendo em vista a sua generalização até 2015. Uma vez que os efeitos das AC afectariam sobremaneira as classes sociais menos favorecidas neste sentido os governos foram desafiados a ponderar políticas energéticas específicas para as habitações sociais.

Na Comunicação foram apresentados os custos e benefícios dos investimentos necessários para a estabilização a longo prazo da concentração dos GEE em cerca de 450 ppmv eq. CO₂, que representa cerca de 0,5% do PIB mundial, para o período 2013-2030. Estimou-se que o custo representaria uma redução 0,19% do PIB mundial por ano até 2030, o que representa unicamente uma pequena fracção da taxa de crescimento anual prevista do PIB (2,8%).

2.3.2 Estratégia Climática Nacional

No âmbito do PQ cada Estado signatário do protocolo obrigou-se a tomar as medidas necessárias para limitar a produção de GEE no seu território. Para isso, foram criados mecanismos de actuação e a definição de políticas de curto e médio prazo que reduzam as emissões de GEE, de tal modo que os níveis de emissão no período de cumprimento 2008-2012 sejam os de 1990.

No acordo de partilha de responsabilidades a nível comunitário ficou estabelecido que Portugal limitaria as suas emissões em 27% acima do valor das emissões verificadas em 1990, o que

significa que no período 2008-2012, Portugal não poderá exceder as 382 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ (Mton CO₂eq), representando um valor médio anual de 76,39 Mton CO₂eq (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

Desde 2001 que Portugal conta com uma Estratégia Nacional para as AC, documento que enquadró o desenvolvimento das políticas sobre esta matéria, bem como a actividade da Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), criada em 1998, através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 72/98 de 29 de Junho (Resolução de Conselho de Ministros n.º 72/1998). A funcionar sob a égide do Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, a equipa integrava responsáveis das diferentes áreas do Governo, promovendo desta forma a multidisciplinariedade na elaboração da estratégia de combate às AC aprovada em 2001 pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 59/2001, de 30 de Maio a Estratégia Nacional para as Alterações Climáticas, onde se reiterou os compromissos internacionais, particularmente a vontade de rectificar o PQ e de cumprir o objectivo de redução das emissões nacionais em 27%, relativamente aos valores de 1990. Em Março de 2002, Portugal aprovou o PQ, através do Decreto-Lei n.º 7/2002, de 25 de Março.

O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) é aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 15 de Junho, neste documento é quantificado o esforço nacional de controlo das emissões de GEE necessário para o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal em matéria de AC — nomeadamente o PQ e o Acordo de Partilha de Responsabilidades da UE (Resolução do Conselho de Ministros N.º 119/2004).

De acordo com o PNAC 2004, a evolução da economia nacional até 2010, num cenário sem medidas de redução, resulta num aumento de 54% a 63% das emissões de GEE em 2010, relativamente ao ano de referência de 1990. Este acréscimo implica que para cumprir o compromisso assumido, no âmbito do PQ, de limitar o aumento das suas emissões a 27%, Portugal necessita de uma redução de 16 Mton CO₂eq a 21 Mton CO₂eq. As medidas previstas no PNAC previam uma redução potencial até 16,8 Mton CO₂eq. Consequentemente, era necessária uma redução suplementar até 5,6 Mton CO₂eq, a qual deveria ser suprida através do recurso a medidas suplementares nacionais recorrendo, por exemplo, aos mecanismos de mercado do PQ, bem como ao comércio de licenças de emissão de GEE (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

Na Resolução do Conselho de Ministros n.º 33/2006, de 24 de Março, o Governo assumiu a necessidade de reactivar a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC) e redefinir as suas

funções no sentido de reunir condições para que fosse efectuada uma avaliação e monitorização do cumprimento do PNAC 2004. Assim sendo, na sequência dos trabalhos de revisão desenvolvidos pela CAC demonstrou-se que várias das medidas preconizadas no documento acima mencionado careciam de impulso ou estavam por concretizar, o que se traduziu num cenário de afastamento das metas do PQ.

Neste sentido, a 23 de Agosto de 2006 foi aprovado o PNAC 2006 pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 104/2006 que revoga a Resolução de Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho (PNAC 2004). O PNAC 2006 visou monitorizar as medidas concretizadas e introduzir um pacote de políticas e medidas adicionais mais rigorosas, em vários sectores com o intuito de atingir as metas fixadas internacionalmente. Com o PNAC 2006 reforçou-se ainda o papel das políticas e medidas nos sectores não abrangidos pelo CELE, como os transportes e o sector residencial.

O PNAC 2006 congrega um conjunto de políticas e medidas de aplicação sectorial através das quais se visa o cumprimento do PQ que se organizam em dois tipos:

- Políticas e medidas de referência (MR)
- Políticas e medidas adicionais (MA)

As primeiras integram o cenário de referência e consistem nas políticas e medidas já em vigor ou adoptadas à data de 1 de Janeiro de 2005 e com impacto na redução de emissões de GEE (incluindo as actividades de florestação, reflorestação e desflorestação (FRD) ao abrigo do Artigo 3.3º do PQ) e o bloco de políticas e medidas adicionais integram aquelas que foram adoptadas após essa data, incluindo as actividades de gestão florestal, de gestão agrícola e de gestão de pastagens ao abrigo do Artigo 3.4º do PQ (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

Posteriormente em Janeiro de 2008, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, aprova entre outros as “Novas Metas 2007” no sentido de garantir a redução das emissões de GEE, algumas metas preconizadas no PNAC 2006 foram revistas em alta, nomeadamente:

- Políticas e medidas do sector de oferta de energia, e instrumentos de política para a promoção da eficiência energética no consumo de electricidade;
- Aceleração da taxa de penetração dos biocombustíveis no consumo automóvel (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional, 2009).

Realça-se o facto que esta resolução não substitui o PNAC 2006, mas apenas acrescenta mais informação (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional, 2009).

Com as políticas e medidas previstas no PNAC 2006 e com as “*Novas Metas 2007*”, que incidem sobre políticas e medidas do PNAC 2006 dos sectores da oferta da energia e dos transportes, a previsão das emissões anuais situa-se nos 79,36 Mton CO₂eq, permitindo cumprir a meta de Quioto (Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008).

A Figura 30 caracteriza o esforço de redução das emissões a nível nacional decorrente da aplicação das políticas delineadas. A soma das políticas e medidas adicionais do PNAC 2006 e das “*Novas Metas 2007*” contribuem assim para uma redução média anual de 5,25 Mton CO₂eq (3,7 Mton associadas às medidas adicionais e 1,7 Mton associadas às “*Novas Metas 2007*”). Com o esforço adicional decorrente da aplicação do Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão 2008-2012 (PNALE II), estimado em 0,09 Mton CO₂eq/ano, ficará ainda por suprir um défice médio anual da ordem dos 2,88 Mton CO₂eq/ano que deverá ser suprido através do Fundo Português de Carbono (Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008).

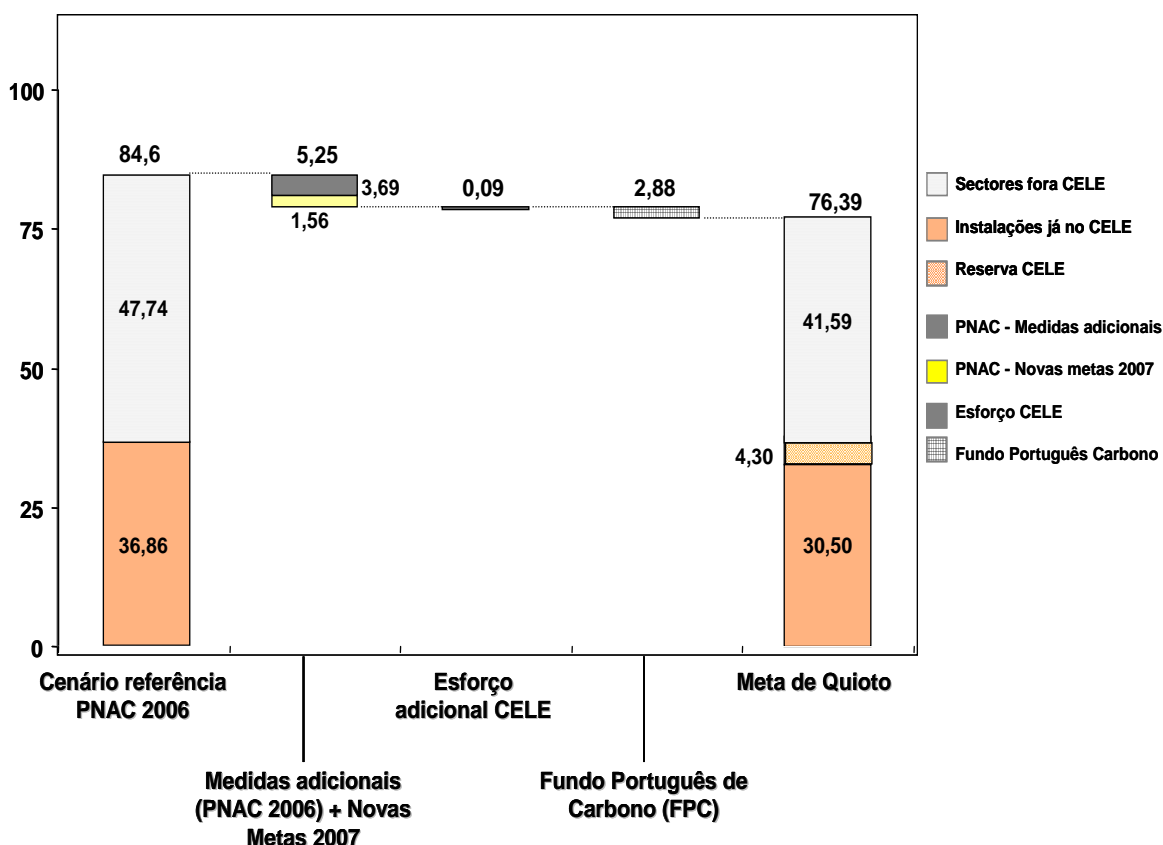


Figura 30 - Medidas para cumprimento do PQ (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009);

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, que para além de ter aprovado o PNAC 2006 determina ainda o seu modo de monitorização, prevê o acompanhamento semestral da sua aplicação e que o mesmo seja desenvolvido pelos ministérios proponentes de cada medida, devendo ainda ser elaborados planos de contingência no caso de se detectarem desvios em relação ao previsto. Neste contexto, foram produzidos, desde 2007, os balanços da monitorização do PNAC.

A monitorização está a ser efectuada recorrendo ao Sistema de Previsão do Cumprimento de Quioto - CumprirQuioto.pt⁷. Este sistema tem por objectivo prever o grau de cumprimento das metas nacionais no âmbito do PQ, de forma a permitir o reforço atempado das políticas e medidas de combate às AC e o ajustamento da dotação financeira do Fundo Português de Carbono.

Assim, de acordo com a informação disponibilizada pelos sectores procede-se de seguida, à análise, qualitativa, do progresso alcançado em 2008, no sector energético. Neste sector, as medidas relativas à produção de electricidade a partir de ERs têm vindo a desenvolver progressos satisfatórios (MA2007e1: Energias renováveis: *Aumentar a meta de geração de electricidade a partir de E-FER para 45 %*), acrescenta-se a publicação do novo Regulamento dos Consumos Intensivos de Energia que veio concretizar a medida MAi2 - *Revisão do regulamento de gestão dos consumos de energia* (RGCE).

Com a publicação do PNAEE aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de Maio, foi dado um passo significativo no progresso da medida MAe3 - *Melhoria da eficiência energética ao nível da procura de electricidade*.

No entanto verificaram-se atrasos em algumas medidas e lacunas na informação que dificultam a avaliação das medidas em causa, destacando-se as seguintes:

- MRe4 – *Programa de água quente solar para Portugal* – desvio negativo face à meta prevista no PNAC;
- MAe5 - *Introdução de gás natural (GN) na Região Autónoma da Madeira (RAM)* – medida com atraso significativo, esperando-se que não tenha qualquer efeito no período de cumprimento;

⁷ <http://www.cumprirquioto.pt>

- MAi3 – *Incentivo à substituição da cogeração a fuelóleo por cogeração a gás natural* que regista atraso, face ao previsto (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

O PNAC 2006 determinou que sempre que se verifique um desvio significativo na execução das medidas preconizadas seja desenvolvido um plano de contingência pelos sectores responsáveis que permita colmatar a redução de emissões não alcançada. Neste contexto, face aos desvios na execução das medidas, algumas com grande potencial de eficácia ambiental estão em curso diversas iniciativas junto dos sectores responsáveis com dois objectivos principais:

- Colmatar as lacunas de informação existentes;
- Identificar e operacionalizar as medidas dos planos de contingência (Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas, 2009).

De entre as diversas obrigações de reporte estabelecidas a nível comunitário e internacional tendo em vista a monitorização e a avaliação do cumprimento dos compromissos de redução de emissões de GEE há a salientar:

- Submissão anual do Inventário Nacional de Emissões de Gases com Efeito de Estufa ao secretariado da CQNUAC;
- Submissão de dois em dois anos, à Comissão Europeia, do relatório de progressos alcançados, ao abrigo do artigo 3.2º da Decisão n.º 280/2004/CE;
- Submissão em intervalos de três a cinco anos da comunicação nacional ao secretariado da CQNUAC.

O inventário nacional de emissões de GEE é um dos instrumentos mais importantes do sistema de avaliação do PQ que exige ser fidedigno, transparente, coerente e rigoroso, uma vez que é através dele que se monitoriza e verifica o estado de cumprimento da meta de Quioto. Para esse efeito, foi criado um sistema de garantia/controlo de qualidade, o Sistema Nacional de Inventário de Emissões Antropogénicas por Fontes e Remoção por Sumidouros de Poluentes Atmosféricos (SNIERPA).

No que respeita à Comunicação Nacional e ao Relatório de Progressos Alcançados, estes têm como principal objectivo avaliar a eficácia das políticas e medidas adoptadas na redução das emissões de GEE e na implementação do PQ, sendo a Comunicação Nacional o instrumento de reporte mais abrangente uma vez que contempla informação acerca do estado de implementação de todos os compromissos assumidos no âmbito da CQNUAC e do PQ, incluindo informação sumária acerca do inventário de GEE; políticas e medidas; projecções de emissões; impactos,

vulnerabilidade e adaptação às AC climáticas; cooperação, financiamento e transferência de tecnologia; investigação e observação sistemática e educação, formação e sensibilização do público.

O inventário nacional de emissões de GEE, conjugadamente com os relatórios acima referidos, são instrumentos essenciais à monitorização regular das emissões de GEE e à avaliação das políticas e medidas adoptadas a nível nacional, revestindo-se da maior importância para o controlo e demonstração do cumprimento do PQ.

3. MICROGERAÇÃO, POLITICAS ENERGÉTICA E CLIMÁTICA

Neste capítulo define-se o conceito Microgeração, apresentam-se os principais benefícios destes sistemas, o seu enquadramento legal a nível nacional e uma breve abordagem ao procedimento de registo no Sistema de Registo de Microprodução (SRM), bem como os prazos previstos em cada uma das suas etapas.

Posteriormente é efectuada a caracterização e análise a nível nacional relativa à penetração da microgeração nos dois primeiros períodos de registo. A partir da informação apresentada foi desenvolvida uma metodologia que permite estimar potencial de poupança de energia produzida a partir de combustíveis fósseis e respectivo potencial de redução de emissões de GEE, com o objectivo de perceber qual o contributo da microgeração no cumprimento das metas de Quioto.

Com os mesmos dados efectuou-se um exercício de cenarização que visa estimar os mesmos parâmetros para os anos 2010, 2015 e 2020, com o intuito de perceber qual o real potencial da microgeração para promover os objectivos políticos traçados.

3.1 DEFINIÇÃO DE MICROGERAÇÃO

O conceito microgeração reporta a sua genese a 1882, quando Thomas Edison imaginou um mundo baseado em novos paradigmas energéticos. Edison julgava que a melhor forma de satisfazer as necessidades energéticas dos consumidores seria através de redes de pequenas unidades de produção descentralizada de energia, localizadas próximo dos locais de consumo (Alves, et al., 2008). Passado pouco mais de um século, em que se assistiu ao aumento de dimensão das centrais eléctricas e à expansão das redes de transporte e distribuição, a produção descentralizada para consumo local volta a ser realidade. Este novo segmento de mercado pode vir a representar uma mudança de paradigma e da forma como as redes de transporte e distribuição de electricidade são encaradas na actualidade (Alves, et al., 2008) (ver Figura 31).

A microgeração pode ser definida como sendo a produção de energia eléctrica feita através de instalações de pequena escala usando E-FER ou processos de conversão de elevada eficiência (microturbinas, células de combustível, microeólicas, painéis fotovoltaicos, mini e micro-hídricas, cogeração), ligados à rede de BT (Mangas, 2009).

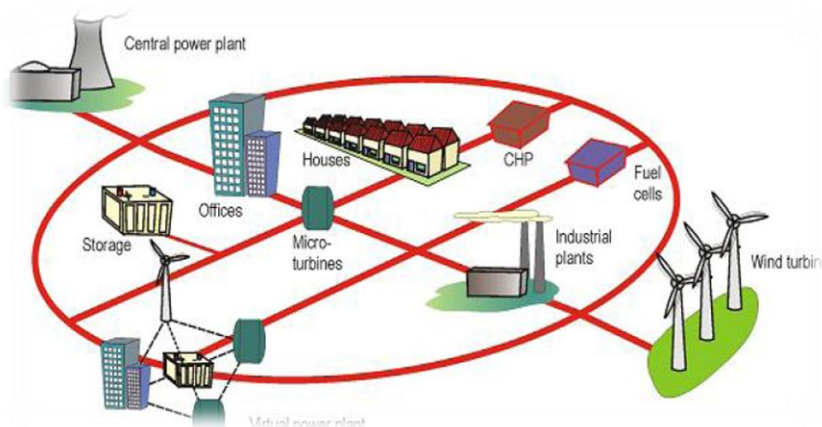


Figura 31 – Conceito de produção descentralizada de energia (Alves, et al., 2008);

De acordo com a legislação nacional, a microgeração refere-se a sistemas geradores com origem em fontes de energia renovável, de que são exemplos o micro-eólico, solar fotovoltaico, e sistemas cogeneradores ou trigeneradores, com várias tecnologias disponíveis, devendo todos estes sistemas apresentar potências eléctricas inferiores a 50 kW (Decreto-Lei n.º 363/2007) e (Decreto-Lei n.º 23/2010, 2010).

Entre os benefícios inerentes a estas tecnologias salientam-se a produção de energia eléctrica com elevada qualidade, de uma forma eficiente no local de consumo final, reduz as perdas por transporte e distribuição de electricidade na rede e promove a redução das emissões de GEE. Por outro lado, realça-se a possibilidade de aproveitamento da energia térmica libertada na produção de electricidade (e que de outra forma seria desperdiçada) contribuindo, assim, para uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos (Oliveira, et al., 2008).

As principais tecnologias de microgeração disponíveis actualmente no mercado, ou em fase de desenvolvimento são: micro-turbinas, pilhas de combustível, motores Stirling e pequenos motores de combustão interna ou sistemas híbridos (p. ex., micro-turbina / pilha de combustível), interligados em baixa tensão. De salientar que há várias definições de micro-cogeração no que respeita às potências que envolve, mas de acordo com a recente Directiva Europeia sobre Cogeração considera-se que aquela apenas inclui as unidades com uma potência eléctrica inferior a 50 kW (Oliveira, et al., 2008).

3.2 ENQUADRAMENTO LEGAL DA MICROGERAÇÃO

O Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de Janeiro apresentou o conceito de autoprodução de energia eléctrica, no entanto restringiu a qualidade de autoprodutor às pessoas singulares e colectivas,

proprietárias das instalações. Estas abrangiam as que produziam energia eléctrica a partir de resíduos ou subprodutos de recursos naturais renováveis, de efluentes ou através de técnicas de cogeração (Alves, et al., 2008).

Posteriormente a Lei n.º 21/82 de 28 de Julho regulamentou a qualidade de produtor independente de energia eléctrica e da possibilidade de pessoas privadas, públicas e cooperativas, poderem proceder à sua distribuição mediante o respeito de determinadas condições (Alves, et al., 2008).

O conceito de autoprodutor foi revisto no Decreto-Lei n.º149/86, de 18 de Julho que o alargou, reconhecendo igualmente o direito de produção de energia eléctrica às entidades que explorassem instalações exclusivamente produtoras de electricidade (Mangas, 2009) (Alves, et al., 2008).

O regime especial de produção de energia foi criado pelo Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio, permitiu-se a abertura do mercado energético a novos operadores. Neste regime estavam abrangidas instalações cujo:

- Estabelecimento industrial de produção de energia, no seu conjunto não ultrapassa-se a potência aparente instalada de 10000 KVA;
- Utilizassem recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, ou fossem unidades de cogeração, estas últimas sem limite de potência.

A organização do SEN assenta na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e de um Sistema Eléctrico Independente (SEI) e no princípio da partilha dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta dos dois sistemas (REN, 2009).

Contudo, a prossecução dos objectivos destes diplomas defrontou-se com o constrangimento de capacidade das redes do SEP para recepção da energia eléctrica proveniente dos centros electroprodutores do SEI, dificuldade que conduziu frequentemente à inviabilização dos projectos apresentados pelos promotores. Assim, também várias disposições destes diplomas foram alvo de revisão (REN, 2009).

O Decreto-Lei n.º 312/2001 de 10 de Dezembro apresenta as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do SEP, por forma a permitir a recepção e entrega de energia eléctrica proveniente de novos centros electroprodutores do SEI (ERSE, 2009).

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001 de 19 de Outubro adoptou formalmente o Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Endógenas, que veio dar corpo a um vasto conjunto de objectivos de política energética, visando, nomeadamente, promover o aproveitamento de

recursos endógenos, aumentar a eficiência energética, modernizar tecnologicamente o sector energético nacional e reduzir as emissões de CO₂. Neste contexto, o Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de Março surgiu da necessidade de adaptar a legislação para a integração de novas soluções de produção de energia descentralizada e da inovação tecnológica, promovendo a figura de produtor-consumidor de energia eléctrica em baixa tensão (BT) (ou do produtor em autoconsumo) integrado no SEI, sem prejuízo de continuar a manter a ligação à rede pública de distribuição de energia eléctrica, na tripla perspectiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede. No entanto, 50% da energia eléctrica e térmica produzida era destinada para consumo próprio ou de terceiros. Sendo que, a potência a injectar na rede pública em cada ponto de recepção, não poderia ser superior a 150 kW.

Na sequência do artigo 7º do mesmo diploma surgiu a Portaria n.º 764/2002 de 1 de Julho, com finalidade de estabelecer o tarifário aplicável à energia eléctrica produzida em BT e entregue à rede do SEP, assim como, o período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. O tarifário foi actualizado para algumas tecnologias renováveis através do Decreto-Lei 225/2007 de 31 de Maio, nomeadamente, ao nível do tarifário aplicado à compra de electricidade proveniente dos painéis fotovoltaicos e alargou o período de remuneração.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade a partir de unidades de microprodução. Este diploma surgiu de duas medidas contempladas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia, no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética – “*Renováveis na Hora*”.

A actividade da microgeração abrange todos os produtores de electricidade que disponham de um contrato de compra de electricidade em BT e com uma potência máxima de 50% da sua potência contratada e vender toda a energia produzida à rede eléctrica de serviço público à excepção de instalações eléctricas de utilização em nome de condomínios (Decreto-Lei n.º 363/2007).

A instalação de uma unidade de microgeração obedece a um registo no Sistema de Registo de Microprodução (SRM), uma plataforma informática que permite que um produtor registe e certifique a sua unidade de microprodução. Este inclui as opções de escolha relativas à tipologia de regime remuneratório pretendido e ao comercializador com quem irá celebrar o respectivo contrato de compra e venda de electricidade (Renováveis na Hora, 2009).

O Decreto-Lei n.º 367/2007 de 2 de Novembro é aplicado apenas à energia activa entregue à rede eléctrica e prevê dois regimes diferenciados de remuneração:

- Regime Remuneratório Geral;
- Regime Remuneratório Bonificado (Decreto-Lei n.º 363/2007).

O **Regime Remuneratório Geral** aplica-se a todas as entidades com acesso à actividade de microprodução. As condições de acesso a este regime são as seguintes:

- Potência de ligação limitada a 50% da potência contratada com um máximo de 5,75kW no caso de instalações não integradas em condomínios;
- Instalações de microprodução integradas num condomínio, onde não foi realizada auditoria energética ou não foram implementadas as medidas de eficiência energética identificadas na auditoria;
- Restantes instalações onde não foram instalados colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com uma área mínima de dois metros quadrados (m²) da área de colector, caso não esteja prevista a instalação de cogeração a biomassa a qual a existir deverá estar integrada no aquecimento do edifício;
- Produção de energia por cogeração com base em energia não renovável;
- Tarifa de venda aplicável é coincidente com a tarifa aplicada na instalação de consumo (Decreto-Lei n.º 363/2007).

O **Regime Remuneratório Bonificado** aplica-se a todos os produtores com unidades de microgeração com potências de ligação até 3,68 kW que utilizem E-FER como solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa ou pilhas combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável. As condições de acesso a este regime são as seguintes:

- A potência de ligação é limitada a 50% da potência contratada, com um máximo de 3,68kW;
- Instalação de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com uma área de dois m² de área de colector, caso não esteja prevista a instalação de cogeração a biomassa a qual a existir deverá estar integrada no aquecimento do edifício;
- A potência de ligação registada é sujeita a um limite anual que no ano de 2008 foi de 10MW;
- O valor anual da potência de ligação registada é acrescido anual e sucessivamente, em 20% de acordo com a Figura 32. As instalações registadas a partir da data em que o limite

da potência de ligação registada para um dado ano tenha sido atingido, só terão acesso ao regime geral (Decreto-Lei n.º 363/2007) e (Renováveis na Hora, 2009).

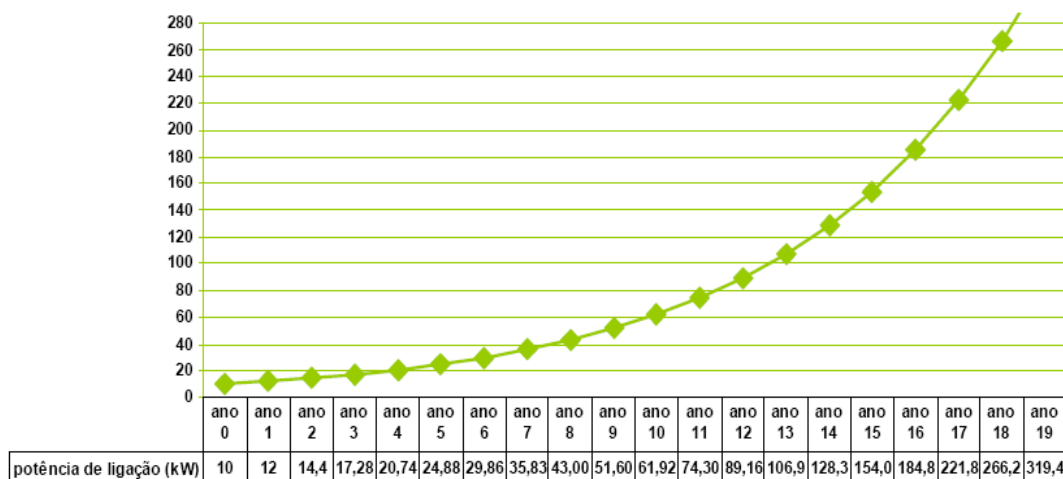


Figura 32 – Limite anual de potência de ligação registada (Renováveis na Hora, 2009);

- A tarifa de referência a aplicar no ano de 2008 é de 0,65€/kWh e é função da tecnologia de energia utilizada, ou da combinação de tecnologias, consoante o tipo de energia renovável:
 - ✓ Solar: 100%
 - ✓ Eólica: 70%
 - ✓ Hídrica: 30%
 - ✓ Cogeração a biomassa: 30%
 - ✓ Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável: percentagem consoante o tipo de energia renovável utilizada para a produção de hidrogénio.
- A tarifa aplicável no caso de combinação das fontes de energia anteriores tem por base a média ponderada das percentagens individuais de cada fonte de energia utilizada, considerando como factor de ponderação os limites máximos anuais da energia vendida por tipo de produção, LME_{PS} (produção solar) e LME_{RP} (restantes produções), será a seguinte:

$$T_V = \frac{LME_{PS}(T_R \times P_S) + LME_{RP}[0,7(T_R \times P_E) + 0,3T_R(P_H + P_B)]}{LME_{PS}P_S + LME_{RP}(P_E + P_H + P_B)} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

T_V – Tarifa de venda

T_R – Tarifa de referência

P_E – Potência eólica

P_S – Potência solar

P_H – Potência hídrica

P_B – Potência biomassa

e considerando nulas P_H (produção hídrica) e P_B (Produção de biomassa) e que os limites de produção anuais fixados são:

LME_{PS} (produção solar) = 2,4 MW/ano por kW instalado;

LME_{RP} (restantes produções) = 4,0 MW/ano por kW instalado;

$$T_V = \frac{LME_{PS}(T_R \times P_S) + LME_{RP}[0,7(T_R \times P_E)]}{LME_{PS}P_S + LME_{RP}(P_E)} \quad \text{Equação 2}$$

Relativamente ao “Ano da Instalação” a considerar para efeitos de cálculo da evolução da tarifa que importa esclarecer, a interpretação a dar à expressão no contexto do n.º1 do Artigo 11º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, corresponde precisamente à data e hora do registo da instalação efectuada pelo candidato a Microprodutor aquando da respectiva candidatura (Registo provisório previsto no n.º 2 do Art.º 13º):

- A tarifa de referência aplicável aos primeiros 10 MW de potência de ligação registada, a nível nacional (Continente e Regiões Autónomas), é de 0,65 €/kWh e por cada 10MW adicionais de potência de ligação registada, a nível nacional, a tarifa de referência é sucessivamente reduzida de 5%;
- No ano de ligação da instalação e nos cinco anos civis seguintes é garantida ao produtor a tarifa de referência em vigor na data de ligação, após este período, a tarifa de referência a aplicar no período adicional de dez anos será a que vigorará a 1 de Janeiro, de cada ano, para as novas instalações a ligar à rede;
- Findo o período adicional de 10 anos referido no número anterior, aplica-se a tarifa do regime geral em vigor, salvaguardando que tarifa do regime bonificado não poderá ser inferior à tarifa do regime geral.

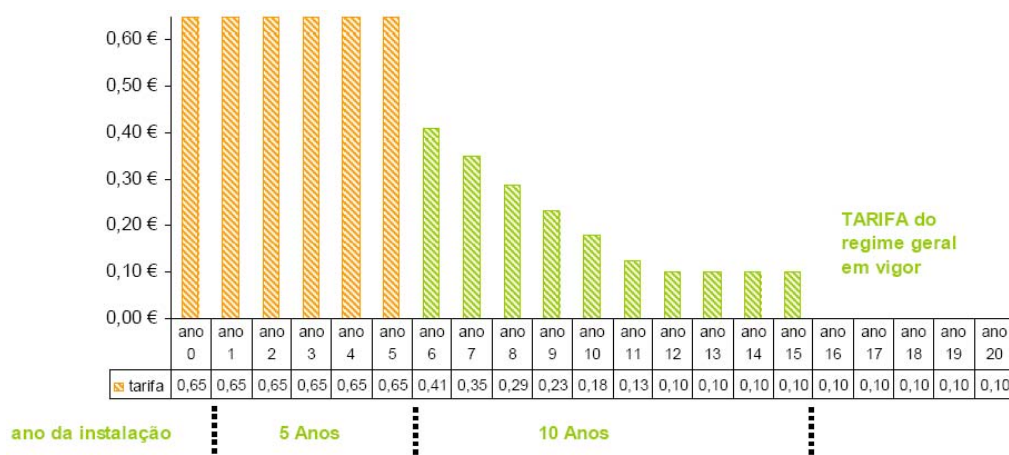


Figura 33 - Evolução da tarifa de venda à rede para um sistema fotovoltaico, tendo por base o pressuposto de que a potência de ligação máxima é atingida anualmente (Renováveis na Hora, 2009);

As condições de acesso de uma **instalação integrada num condomínio**:

- A potência de ligação é limitada a um máximo de 3,68 kW;
- Foi realizada auditoria energética e implementadas as medidas de eficiência energética identificadas, no âmbito da realização da mesma;
- Limite anual de potência de ligação registada, a nível nacional, não tenha sido excedido.

O artigo 17º do mesmo diploma estabelece que o sistema de contagem de electricidade e os equipamentos que asseguram a protecção da interligação devem ser acessíveis ao comercializador ou ao comercializador de último recurso, consoante o caso, ao operador da rede de distribuição, bem como às entidades competentes. A contagem da electricidade produzida deverá ser efectuada por telecontagem mediante contador bidireccional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo

O acesso da actividade de microprodução é sujeito a registo no SRM que constitui uma plataforma electrónica de interacção entre a Administração Pública e as entidades interessadas em produzir energia eléctrica por intermédio de unidades de microprodução. Este sistema de registo encontra-se disponível no website - <http://www.renovaveisnagora.pt>. Salienta-se que o SRM está aberto em permanência para registos no regime geral, no entanto no caso do regime bonificado, o portal está aberto para aceitação de registos nos períodos indicados previamente pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

A Figura 34 apresenta o cronograma do processo de registo, licenciamento e entrada em exploração das instalações a que obedece uma unidade de microgeração (consultar metodologia detalhada no Anexo 1).

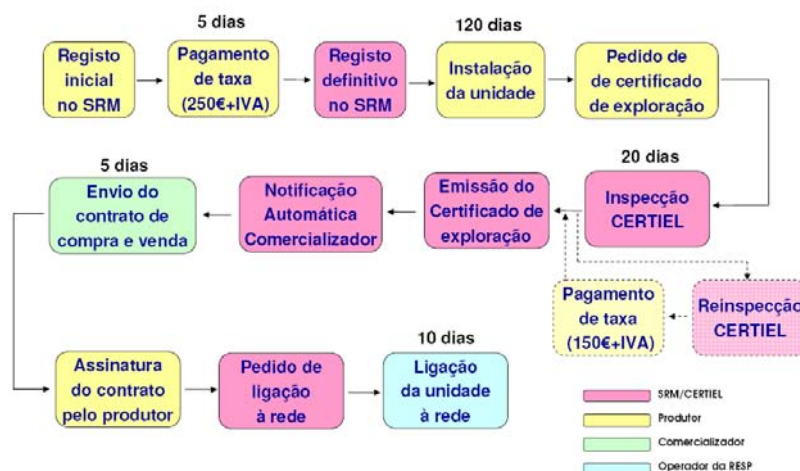


Figura 34 – Cronograma do registo da unidade de microgeração e pedido de certificado de exploração (Paes, 2008);

3.3 MICROGERAÇÃO EM PORTUGAL

O aumento do consumo energético registado nas duas últimas décadas, nos sectores Doméstico e Serviços, em Portugal está associado à alteração dos padrões de conforto por parte dos consumidores e à dinâmica construtiva verificada no mesmo período (Guerra, et al., 2007).

No caso do sector doméstico, a maioria dos alojamentos foi construída após 1971, em 1981 registou-se uma situação relativamente equilibrada, o número de alojamentos era ligeiramente superior face ao número de famílias residentes.

No entanto em 2001, o número de fogos era largamente superior ao número de famílias residentes em território nacional. No mesmo período, os alojamentos ocupados pelo proprietário representavam, em 1981, 57% dos alojamentos de residência habitual, enquanto que em 2001 este valor ascendia a 76% (Guerra, et al., 2007). Entre os anos de 1995 e 2007 o número de alojamentos em Portugal incrementou 26%, como ilustra a Figura 35, em 2008 o número de alojamentos em Portugal atingiu os 5.707.961 (INE, 2009).

Associada ao aumento de alojamentos, o número de consumidores de electricidade em BT tem vindo aumentar na última década, nomeadamente no sector doméstico cujo acréscimo foi de 27 %, em 2008 este valor ascendia aos 5.355.122 verificando-se portanto uma correlação positiva entre

estes dois indicadores. Por sua vez, número de consumidores de energia eléctrica em BT no sector dos Serviços tem registado uma tendência de estabilidade no período 1997 a 2008, neste último o número de consumidores era 712.340 (consultar Figura 35) (DGEG, 2010).

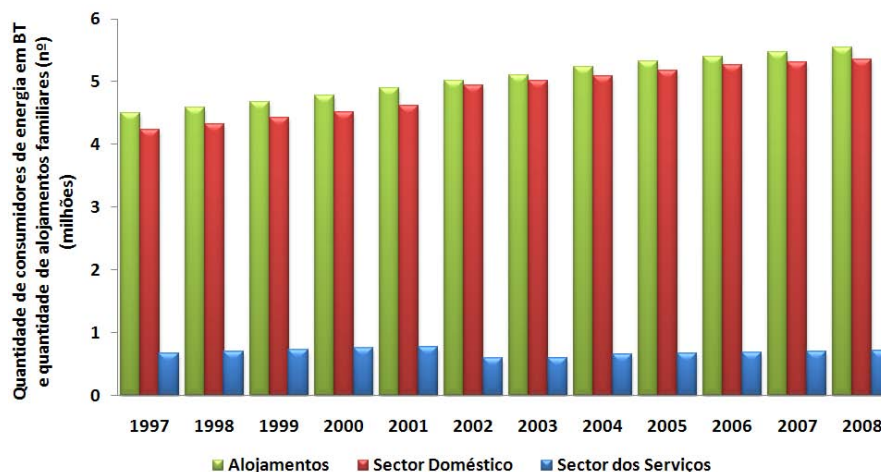


Figura 35 - Quantidade de consumidores nos sectores Doméstico e dos Serviços e quantidade de alojamentos familiares, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010) e (INE, 2009);

Entre 1997 e 2008, o consumo de energia eléctrica em BT em Portugal, nos sectores Doméstico e Serviços aumentou em 73%, o que se traduziu num acréscimo de cerca de 10 mil milhões de KWh no mesmo período (ver Figura 36). O contributo de ambos os sectores para o consumo de electricidade em baixa tensão tem-se mantido estável no intervalo de tempo supra mencionado, sendo sector doméstico responsável por 60% e o sector dos serviços por 40%, respectivamente.

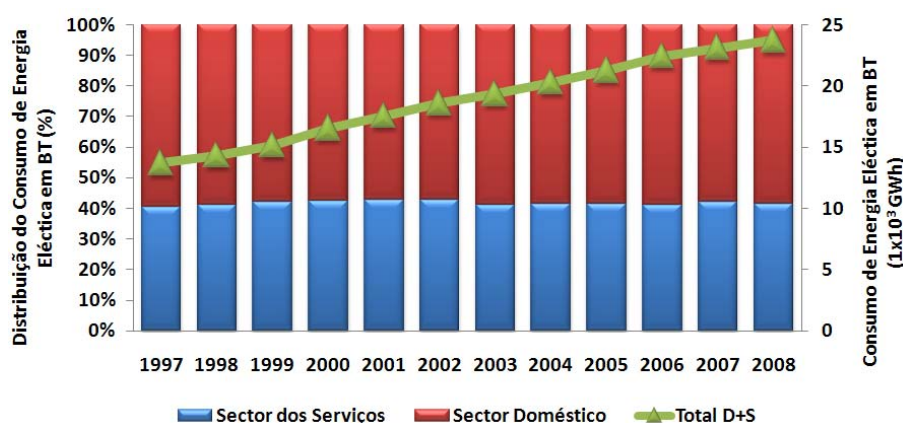


Figura 36 – Distribuição percentual do Consumo de Eléctrica em BT nos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);

No período 1997 a 2008 o número de consumidores do sector dos serviços manteve-se relativamente estável como ilustra a Figura 35, no entanto o consumo de energia eléctrica em BT aumentou em cerca de 78%, e o sector Doméstico registou um aumento de cerca de 70% (consultar

Figura 37). Em 2008 o consumo de electricidade em BT no sector dos serviços foi 9849 GWh e 13856 GWh no sector doméstico.

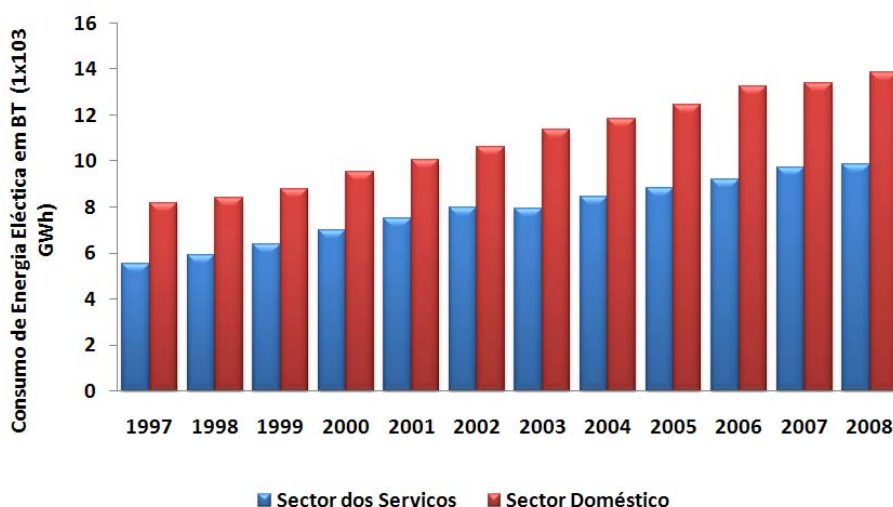


Figura 37 - Consumo de Eléctrica em BT nos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);

A Figura 38 apresenta a intensidade energética dos consumidores dos sectores Doméstico e dos Serviços em BT entre 1997 e 2008 em Portugal. Através desta verifica-se que este indicador no aumentou em 68% no sector dos Serviços e o Sector Doméstico incrementou em 34% devido sobretudo ao aumento do número de consumidores. A Figura 37 ilustra que a intensidade energética é maior no Sector dos Serviços que no Sector Doméstico. Em 2008 o consumo de energia eléctrica em BT por consumidor no Sector Doméstico foi 2588 kWh/consumidor, o mesmo indicador no sector dos Serviços era 13827 kWh/consumidor.

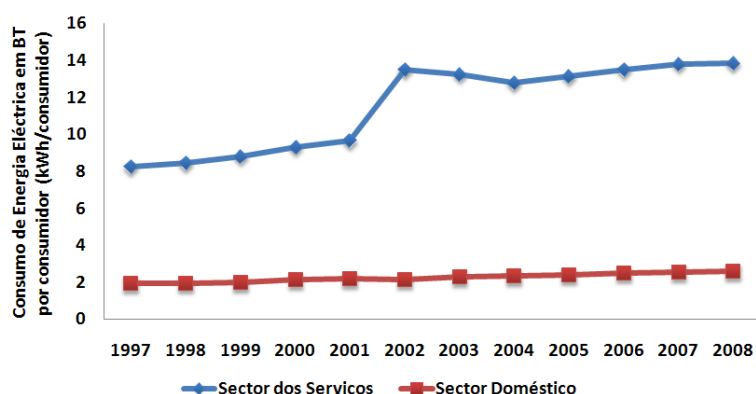


Figura 38 – Intensidade energetica por consumidor nos sectores Doméstico e dos Serviços, entre 1997 e 2008 (DGEG, 2010);

A microgeração afigura-se assim como uma boa aposta para a produção de energia descentralizada, utilizando equipamentos de pequena escala, em Portugal. A iniciativa *Renováveis na Hora* tem vindo a impulsionar a produção de electricidade a partir de unidades de microgeração desde Abril de 2008. Todavia e apesar do esforço que se tem vindo a desenvolver, os resultados obtidos até Dezembro de 2009, estão longe da meta preconizada na Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008 de 4 de Janeiro ("*Novas Metas 2007*") de 50000 instalações de microgeração até 2010.

A Figura 39 ilustra que até à data foram efectuados 13054 registos, 26% da meta definida e destes apenas 4790 (11%) têm pedido de inspecção e cada unidade de microgeração tem em média uma potência de 3,5 kW. A potência média por unidade de microprodução foi obtida pela razão entre a potência correspondente à totalidade dos registos efectuados e o número de registos efectuados.

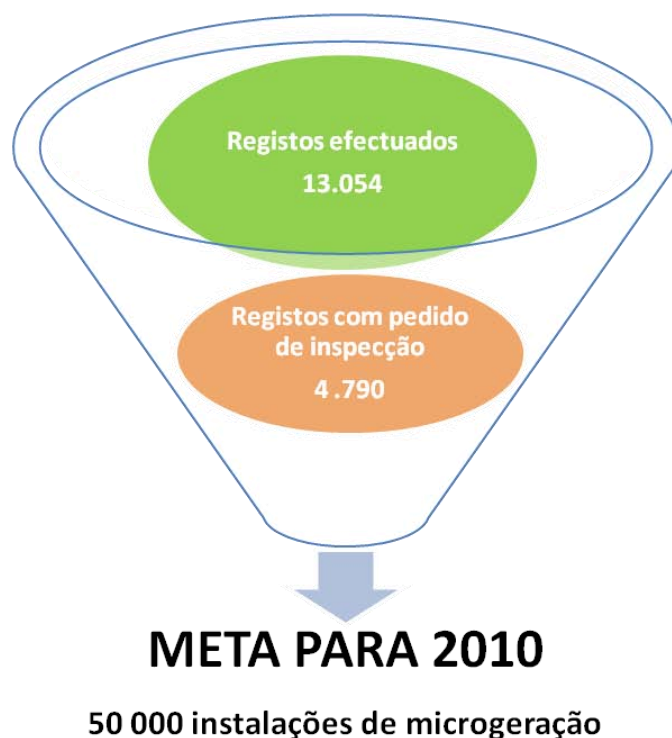


Figura 39 – Registos efectuados no SRM e registos com pedido de inspecção e respectiva meta para 2010 (Renováveis na Hora, 2009);

Associada à meta supra mencionada para a microgeração, o Governo Português estabeleceu, no âmbito do Plano Nacional para a Eficiência Energética (ver § 2.2.2.4) objectivo de 165 MW de potência instalada em microgeração até 2015 (Figura 40), o que equivale a 58100 instalações com potência média 2,84 kW por instalação (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008).

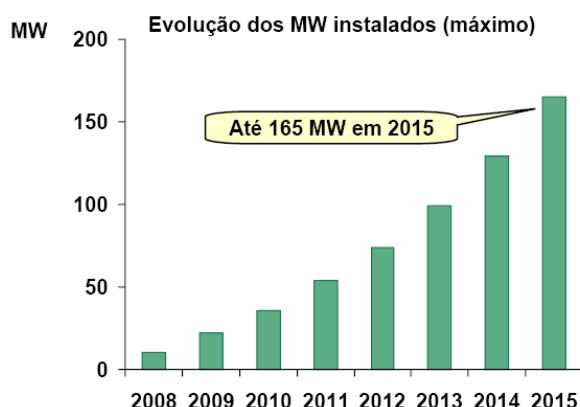


Figura 40 – Potência máxima a instalar até 2015 a partir de Microgeração (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008);

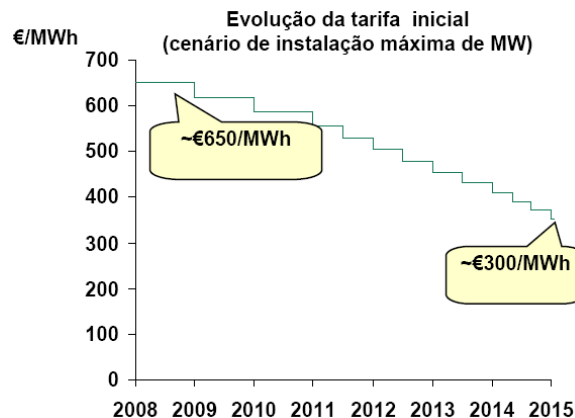


Figura 41 – Evolução remuneração atribuída em regime bonificado por MWh;

Através do enquadramento legal efectuado no âmbito da política climática e energética nacional no que concerne à microgeração, demonstram alguma inconsistência entre si dado que as metas definidas numa e noutra não são concordantes entre si (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008) e (Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008).

O objectivo fixado para os dois anos iniciais de funcionamento do SRM era de 22 MW de potência instalada (Decreto-Lei n.º 363/2007). No entanto apenas 12 MW estarão efectivamente ligados à rede, o que ilustra as dificuldades a que o processo tem sido sujeito. Desde 2 de Abril de 2008, data em que foi aberto o primeiro período de registo no SRM, já decorreram 16 fases para que particulares e empresas tentassem registar os seus pedidos para aceder ao regime bonificado. O primeiro período decorreu desde 2 de Abril de 2008 até 17 de Fevereiro de 2009 e o segundo período iniciou a 7 de Abril de 2009 e encerrou a 2 de Novembro do mesmo ano (Renováveis na Hora, 2009).

Neste contexto, deve explicitar-se a terminologia adoptada, considera-se **fase** como o intervalo de tempo disponível para a aceitação de registos no SRM para o regime bonificado, este intervalo é definido pela DGEG e divulgado no portal “Renováveis na Hora” e o **período** integra as várias fases de registos efectuados sob a mesma tarifa em vigor do regime remuneratório bonificado, ou seja, até à data decorreram 10 fases de inscrição para o primeiro período de registos cuja tarifa de referência era 0,65 €/kWh e 6 fases de inscrição para o segundo período cuja tarifa de referência é 0,6175 €/kWh (actualmente em vigor).

Salienta-se que os dados estatísticos relativos ao estado actual da microgeração em Portugal vão sofrendo actualizações mediante a concretização das várias etapas relativas aos registos, no portal “Renováveis na Hora” os dados são actualizados com uma periodicidade mensal.

No final de Agosto de 2009 estavam ligadas à Rede Eléctrica de Serviço Público 3049 unidades de microprodução. Os distritos mais representativos são Lisboa com 509 instalações de microgeração, seguido do distrito de Faro com 308 instalações, Porto com 304 e Braga com 283 (consultar Figura 42) (Certiell, 2009).

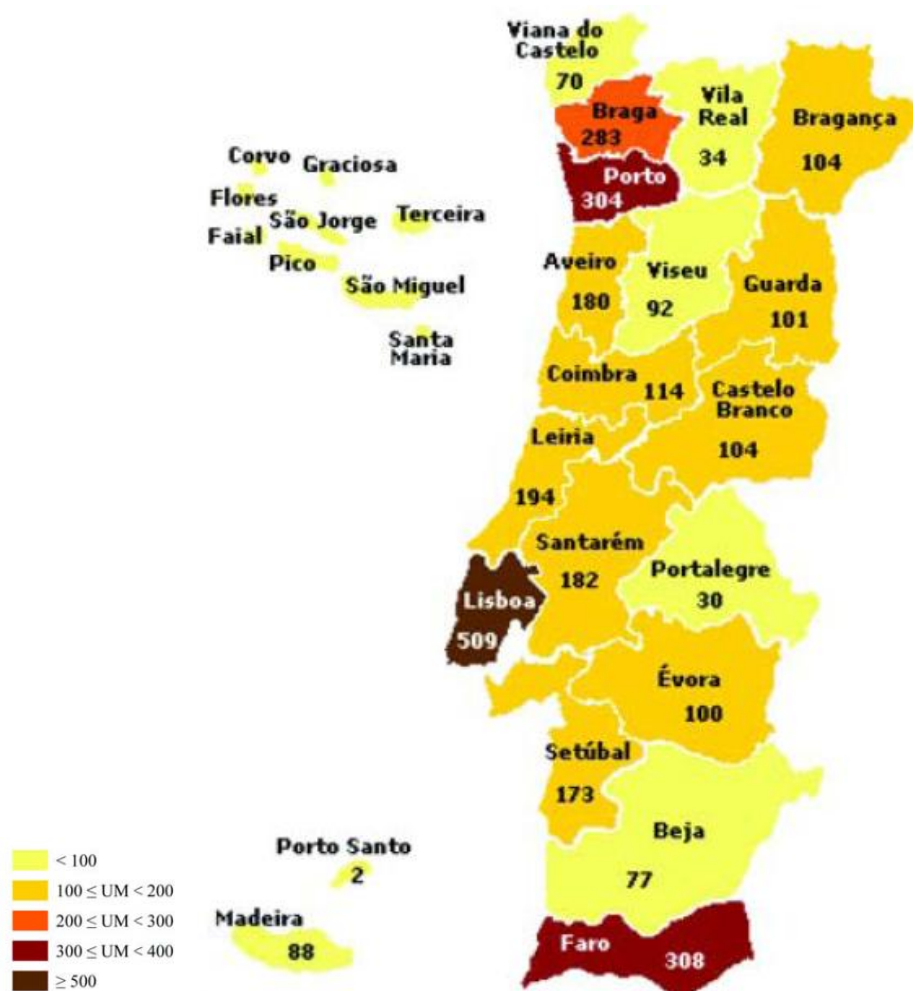


Figura 42 – Distribuição espacial de instalações de microgeração em Portugal, até Agosto de 2009 (Certiell, 2009);

De acordo com o sítio Renováveis na Hora, no âmbito do regime bonificado, que prevê uma tarifa de 0,65 €/kWh, foram efectuados 7338 registos, equivalentes a uma potência de 25294 kW. Contudo, desses pedidos apenas 4203 correspondentes a uma potência instalada de 14712 kW, foram efectivamente pagos, e destes 3075 (10782 kW) têm pedido de inspecção. Salienta-se que

que só após a realização da inspecção à instalação, a entidade responsável pela inspecção, a Certiel – Associação Certificadora de Instalações Eléctricas, emite um certificado de exploração, que permite o consumidor celebrar um contrato com o comercializador (por exemplo, a EDP) e iniciar a injeção de energia na rede.

Deve-se salientar que não obstante o elevado número de registos, grande parte dos mesmos acaba por não alcançar a fase final, sendo o número de registos anulados 3135 (43 %), no período em que a tarifa em vigor era de 0,65 €/kWh (consultar Figura 43). O número de registos anulados ou sem efeito obtém-se através da diferença entre o número registos efectuados e os registos pagos.

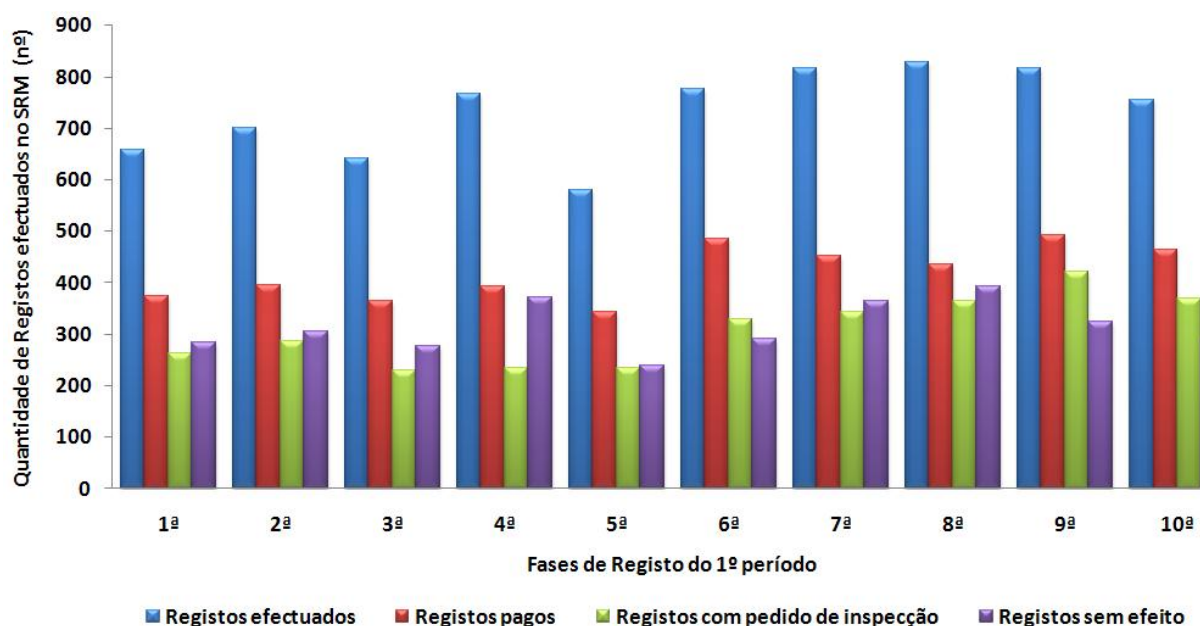


Figura 43 – Quantidade de registos efectuados no SRM para o regime bonificado no primeiro período (tarifa de referência 0,650 €/kWh) (Renováveis na Hora, 2009);

Em relação ao segundo período de registos no SRM, com a tarifa de referência de 0,6175 €/kWh para o regime bonificado (menos 5% por cada 10 MW adicionais registados), a situação mantém-se. Entre Abril e Dezembro de 2009 foram efectuados 5716 registos equivalentes a uma potência de 20329 kW, dos quais 3286 (11689 kW) foram pagos e apenas 1715 (6104 kW) dispõem do pedido de inspecção.

Assim sendo em 2008 foram efectuados mais registos comparativamente com o ano 2009 (consultar Figura 44). No entanto deve-se salvaguardar que estes valores incluem a última fase de registo, cujo processo é recente e portanto os números relativos à concretização do pagamento do registo ainda não estão disponíveis.

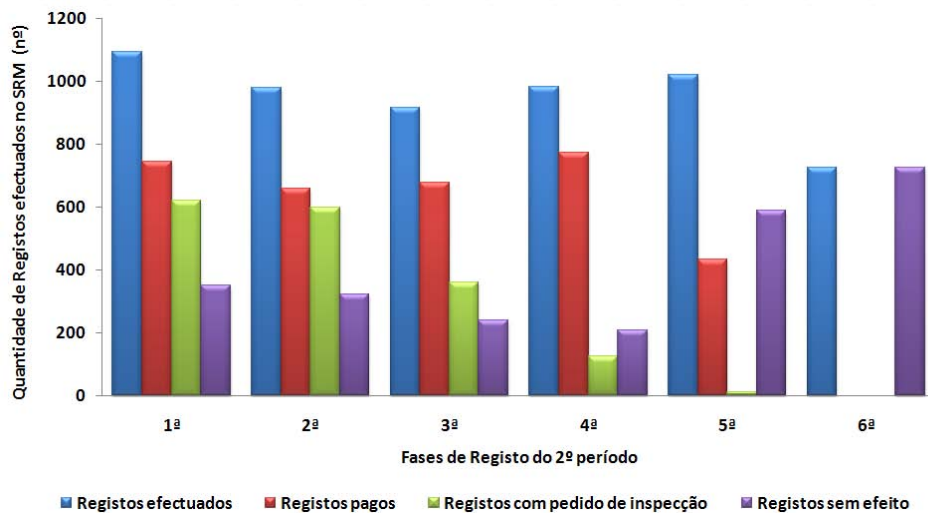


Figura 44 – Quantidade de registos efectuados no SRM para o regime bonificado no segundo período (tarifa de referência 0,6175 €/kWh) (Renováveis na Hora, 2009);

O número de registos efectuados ao longo das 16 fases de registo foram 13054 correspondente a uma potência instalada de 45623 kW, no entanto destes apenas 4790 (16887 kW) têm pedido de inspecção e 5565 (19222 kW) registos foram anulados, ou seja cerca de 43% dos registos efectuados.

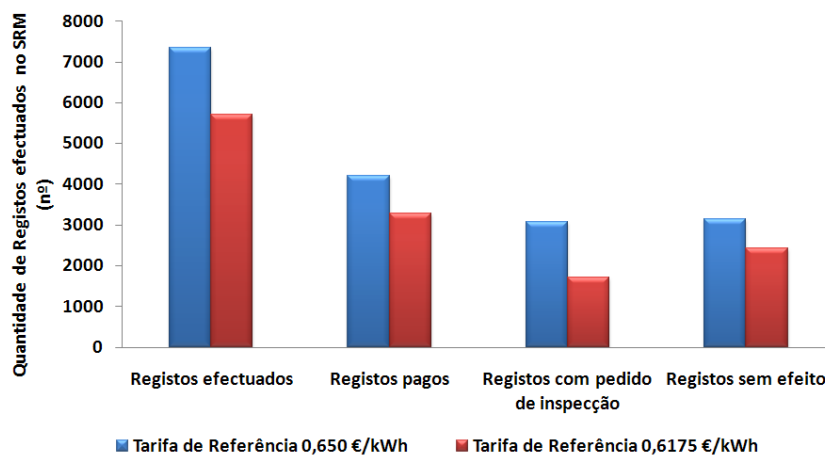


Figura 45 – Evolução da quantidade de registos feitos no SRM no regime bonificado para as duas tarifas de referência (Renováveis na Hora, 2009);

Assim neste sentido, em cada 10 registos efectuados por futuros microprodutores, 6 pagam os registos e 4 são anulados. A Figura 46 ilustra o grau de eficácia dos registos efectuados no SRM para o regime bonificado nos dois anos de funcionamento. O grau de eficácia dos registos é razão entre o número de registos com pedido de inspecção com o número de registos efectuados. Relativamente ao segundo período (tarifa de referência 0,6175 €/kWh), salienta-se que a eficácia irá

aumentar à medida que os processos de registo vão sendo concretizados e os dados actualizados, nomeadamente para as últimas fases (quarta, quinta e sexta fases).

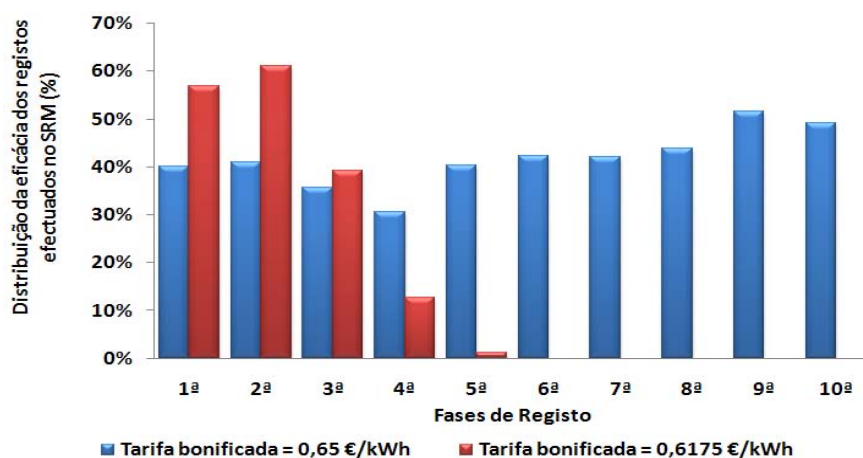


Figura 46 – Grau de eficácia dos registos efectuados no regime bonificado nos dois períodos;

Neste contexto, é possível inferir que a eficácia dos registos efectuados no SRM tem vindo a melhorar ao longo das fases de registo devendo-se sobretudo ao processo de aprendizagem por parte dos utilizadores e entidade gestora do processo.

A falta de eficácia da plataforma do SRM é um dos aspectos que contribui para o atraso da microgeração em Portugal. Além deste facto a assinalar, existem outras barreiras à microgeração de grande relevância:

- Intervalo de tempo (fase) para efectuar o registo para regime remuneratório bonificado é reduzido (1 dia) (Renováveis na Hora, 2009);
- A potência disponível para efectuar o registo por fase é muito reduzida, ronda os 2 MW (Renováveis na Hora, 2009);
- Congestionamento do portal do SRM, tornando quase impossível o acesso à plataforma no decorrer da fase de registos (Sousa, et al., 2009);
- Limite de potência anual é desajustado às solicitações do mercado;
- Limite da potência instalada por unidade de 3,68 kW, no regime remuneratório bonificado;
- Redução de 5% na tarifa bonificada por cada 10 MW instalados (Decreto-Lei n.º 363/2007);
- Metas aprovadas pelo Estado Português são pouco ambiciosas e divergentes, dado que:
 - › 50000 instalações em 2010 (equivalente a 175 MW instalados, considerando que 3,5 kW por unidade de instalação (potência média actual));

- › 58100 instalações em 2015 o que corresponde a uma potência instalada total de 165 MW, o que significa 2,84 kW em média por unidade de microgeração.

Acresce o facto de que as instalações registadas a partir da data em que o limite da potência da ligação registada para um dado ano tenha sido atingido, só terão acesso ao regime geral. Neste regime, os projectos podem alcançar uma potência de 5,75 kW, foram realizados 214 pedidos, mas apenas dois (equivalentes a uma potência de 9 kW) têm pedido de inspecção (ver Tabela 2). Esta situação pode ser justificada pela forma como o SRM funciona, uma vez que, quando se atingem o número de registos limite para o regime bonificado, os excedentes passam para regime geral.

Tabela 2 - Dados estatísticos da Microprodução relativos ao Regime Geral – 09-12-2009 (Renováveis na Hora, 2009);

Regime Geral					
Registos Efectuados		Registos Pagos		Registos com Pedido de Inspeção	
Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)
214	762,07	7	32,53	2	9,35

3.4 MICROGERAÇÃO - POTENCIAL DE POUPANÇA DE ENERGIA E DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂EQ

A presente secção tem por objectivo calcular o potencial de poupança de energia associado à penetração da microgeração a partir de E-FER, no regime bonificado nos sectores Doméstico e Serviços.

A partir deste indicador procede-se ao cálculo do potencial de redução das emissões de GEE recorrendo à microgeração nos sectores em estudo. O cálculo desses indicadores permite inferir a veracidade das hipóteses formuladas na § 1.1 relativamente ao impacto da microgeração recorrendo a E-FER, no sector energético nacional, nomeadamente nos sectores em estudo, e consequentemente perceber qual seu contributo para a redução das emissões a nível nacional no sentido de cumprir os compromissos assumidos a nível internacional.

Neste contexto, no âmbito das tecnologias contempladas no Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, considerou-se no presente estudo os painéis fotovoltaicos e as micro-eólicas, dado que para além de disporem de equipamentos com potências de instalação até 3,68 kW, representam 99,2% dos equipamentos de microgeração em funcionamento em Portugal até Agosto de 2009 (contacto directo com a DGEG em Novembro de 2009).

A cogeração recorrendo a biomassa apresenta um elevado potencial de aplicação em Portugal, mas em micro-escala é ainda uma tecnologia recente e pouco madura, e assim a relação custo benefício

ser negativa para o microprodutor. Relativamente às microhídricas, o seu potencial é muito limitado devido ao limite de potência de ligação à rede em vigor (3,68kW). Estando a sua aplicabilidade reduzida a localidades rurais (Alves, et al., 2008).

3.4.1 Metodologia de Cálculo

A presente metodologia tem por objectivo calcular potencial de poupança de energia e o potencial de redução das emissões de GEE recorrendo a microgeração a partir de E-FER. A caracterização efectuada teve por base a informação publicada no portal *Renováveis na Hora*⁸ em Dezembro de 2009 para os dois primeiros períodos, nomeadamente, o n.º de registos com pedido de inspecção e respectiva potência instalada.

No cálculo do potencial de poupança de energia recorrendo a microgeração a partir de E-FER foram efectuadas algumas aproximações, devido à falta de dados disponíveis. No âmbito da recolha de dados relativos ao peso percentual das tecnologias E-FER utilizadas na produção descentralizada de energia, a partir de equipamentos de pequena escala (junto da DGEG por contacto directo), aferiu-se que 95% dos registos efectuados correspondem a instalações com painéis fotovoltaicos e 5% a instalações com aerogeradores. E admitiu-se que cada instalação tem em média a potência máxima permitida para ter acesso ao regime bonificado, ou seja 3,68 kW.

No âmbito do cálculo supracitado foi necessária a definição para ambas as tecnologias do número de horas úteis anuais de produção de energia. A nível nacional estimou-se para o caso de painéis fotovoltaicos, uma média 4 horas de sol por dia (6 horas no Verão e 2 horas no Inverno), e para os aerogeradores num local moderadamente ventoso uma média de cerca de 6 horas por dia de produção de energia (Templarluz - Projectos, Execução e Manutenção de Instalações Eléctricas, 2010)⁹.

No que concerne à contabilização da produção energética anual a metodologia adoptada é a mesma para as tecnologias acima mencionadas, este indicador é obtido pela multiplicação do número de horas úteis anuais pela potência instalada correspondente aos registos efectuados.

Posteriormente procede-se ao cálculo do potencial de redução das emissões de GEE da microgeração a partir de E-FER. Este indicador obtém-se a partir do produto do factor de emissão

⁸ <http://www.renovaveisnashora.pt/>

⁹ A aproximação descrita é efectuada por todos os instaladores consultados no âmbito do presente trabalho, entre eles, EFACEC, Verde Solar, FuturSolutions, etc.

da electricidade com a energia equivalente produzida a partir das instalações de microgeração registadas no SRM.

O factor de emissão da electricidade foi estimado a partir da razão entre emissões de GEE resultantes da produção de electricidade publicadas no Inventário Nacional submetido pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA) à CQNUAC no ano 2010, em relação ao ano 2008 e a energia eléctrica produzida em Portugal no mesmo ano (informação publicada na DGEG em 2010) ver (Equação 3).

$$\text{Factor de Emissão da Elect} \left(\frac{\text{Gg CO}_2\text{eq}}{\text{GWh}} \right) = \frac{\text{Emissões de GEE resultantes da produção da Elect}}{\text{Electricidade produzida}} \quad \text{Equação 3}$$

A Figura 47 apresenta evolução do factor de emissão da electricidade no período 1994-2008 e esta ilustra que a carga carbónica da electricidade produzida em Portugal é marcada por fortes flutuações devido às diferenças interanuais do contributo da energia hídrica para a produção de electricidade. No período considerado este indicador decresceu 24,5%, no entanto nos últimos dois anos este tem-se mantido estável.

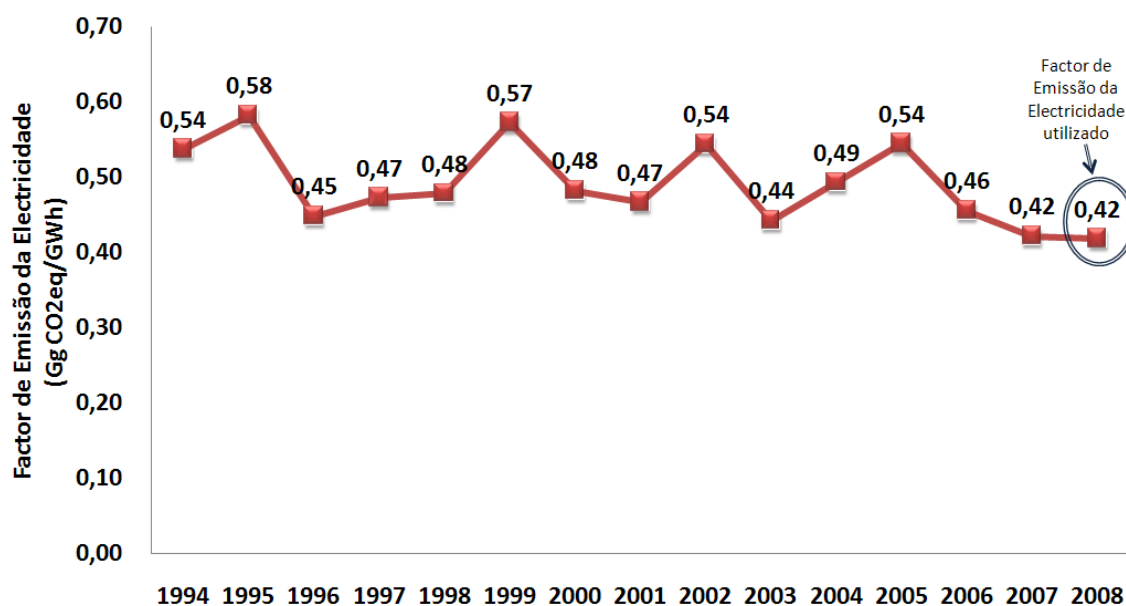


Figura 47 – Evolução do Factor de emissão da electricidade no período 1994-2008;

A Figura 48 ilustra a metodologia concebida no âmbito deste trabalho descrevendo-a sucintamente nas suas diferentes etapas.

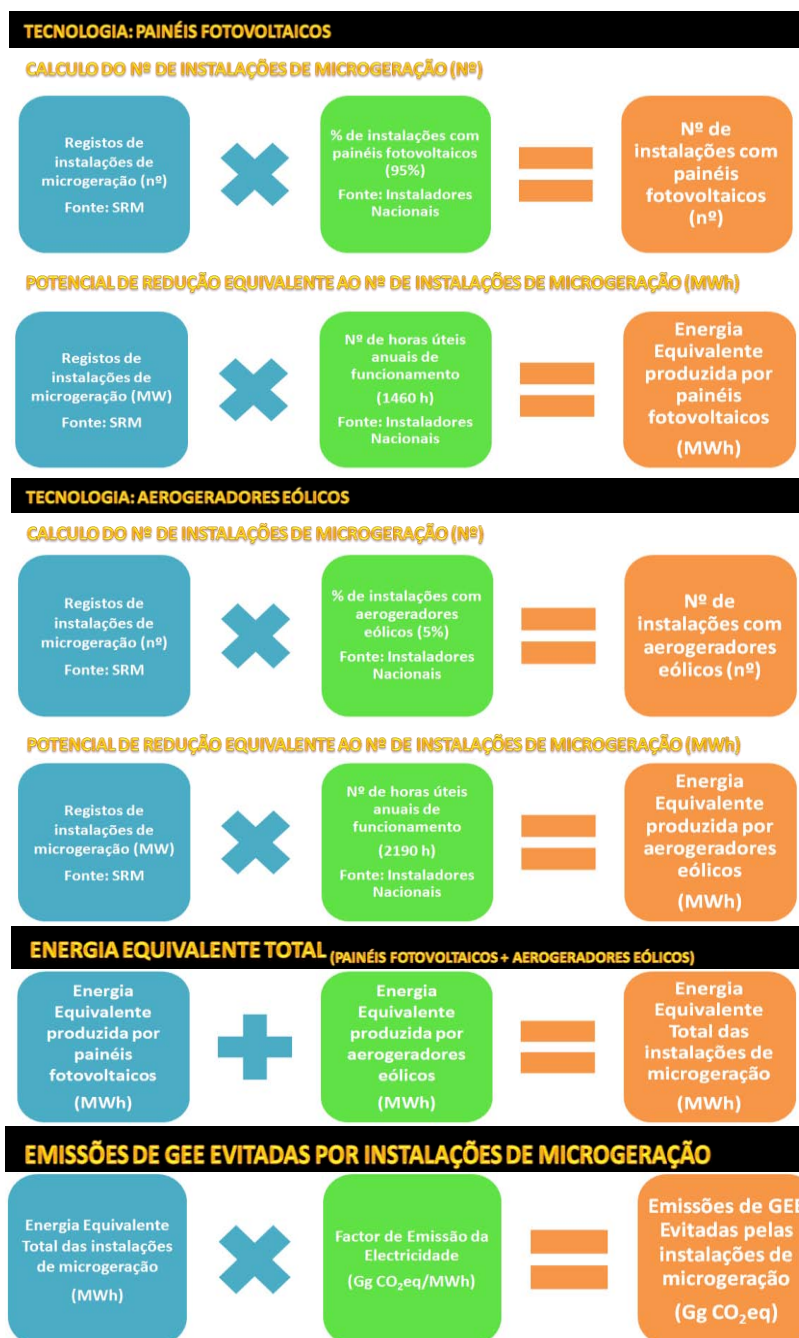


Figura 48 – Metodologia de cálculo para estimar o potencial de poupança de energia e o potencial de redução de emissões de GEE recorrendo à microgeração com E-FER;

O risco de investimento associado aos painéis fotovoltaicos é menor, e como tal têm a maior quota de mercado da microgeração em Portugal. Alguns dos factores de risco são o período de garantia dos equipamentos, os aerogeradores eólicos têm em média 6 anos de garantia e os painéis fotovoltaicos 25 anos e os requisitos de instalação dos aerogeradores, por um lado têm maior grau de complexidade na montagem comparado com os painéis fotovoltaicos e por outro para este equipamento é exigido um seguro de responsabilidade civil.

3.4.1.1 Potencial de Redução de Energia e de Emissões das Instalações 2008-2009

A Figura 49 apresenta a potência instalada correspondente ao número de registos com pedido de inspecção para as duas tarifas de referência, e esta ilustra que o valor mais elevado corresponde à tarifa de referência 0,65 €/kWh prevista para os primeiros 10 MW de potência instalados (10783 kW). No período com a tarifa de referência 0,6175 €/kWh, para o mesmo indicador verificou-se um decréscimo de aproximadamente 57% (6104 kW) da potência instalada face ao período anterior. No entanto, salienta-se que este período decorreu durante 9 meses (ou seja desde Abril até Dezembro de 2009), enquanto que o primeiro teve a duração de onze meses. Os períodos de registo terminam quando a potência dos registos efectuados atingem 20 MW.

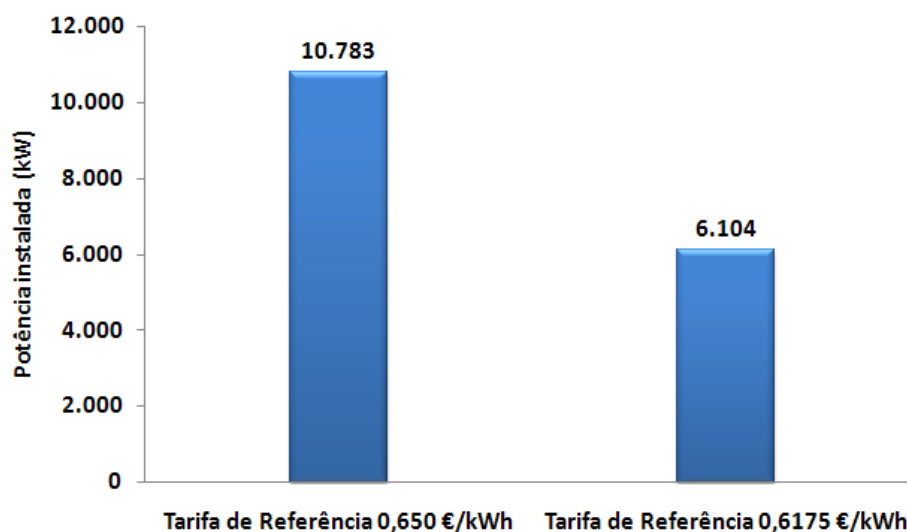


Figura 49 – Potência instalada equivalente ao número de pedidos de inspecção registados;

A Figura 50 e a Figura 51 ilustram o potencial de poupança de energia equivalente ao número de registos efectuados, ao número de registos pagos e ao número de registos com pedido de inspecção para nos dois períodos.

Em ambas as situações, a fonte de energia mais representativa na produção de energia por microgeração é a solar. O potencial de poupança de energia a partir de microgeração é superior no primeiro período, cuja tarifa de referência é 0,65 €/kWh. Para os registos efectuados estimou-se um potencial de 37853 MWh, no entanto apenas o equivalente a 16136 MWh têm pedido de inspecção, o que corresponde a cerca de 43% dos registos efectuados.



Figura 50 - Potencial de poupança de energia da microgeração no primeiro período de registos;

O segundo período (tarifa de referência igual a 0,6175 €/kWh) caracteriza-se por um decréscimo do potencial de redução do consumo de energia na sua globalidade, o potencial estimado para os registos efectuados foi 30422 MWh, enquanto que as instalações com pedido de inspecção representam o equivalente a 9135 MWh.

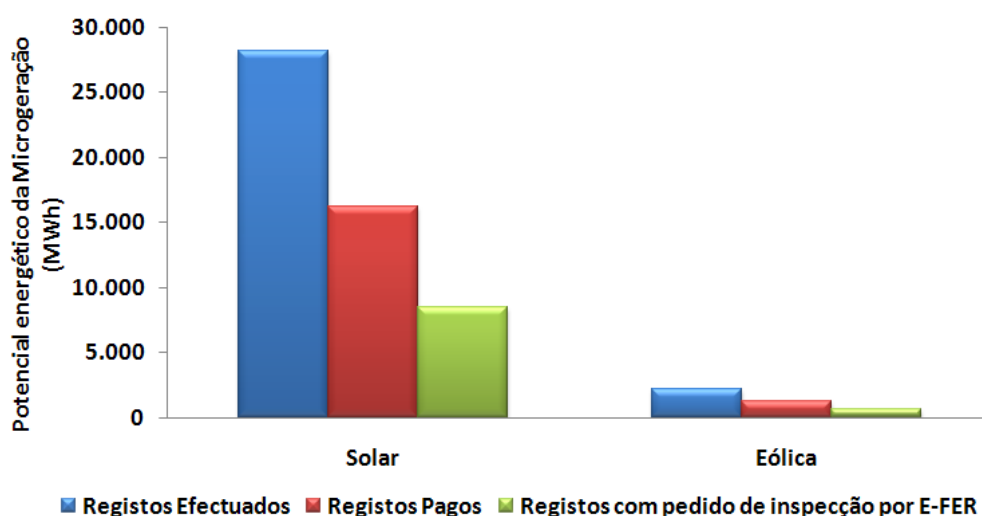


Figura 51 - Potencial de poupança de energia da microgeração no segundo período de registos;

Considerando que cada registo efectuado corresponde a uma potência de 3,68 kW, a Figura 52 apresenta o potencial de poupança de energia decorrente da microgeração equivalente aos registos efectuados (68274 MWh) no SRM ao longo das 16 fases de registo até Dezembro de 2009. Contudo, prevê-se que este valor venha a ser incrementado com a concretização dos registos pagos (14238 MWh).

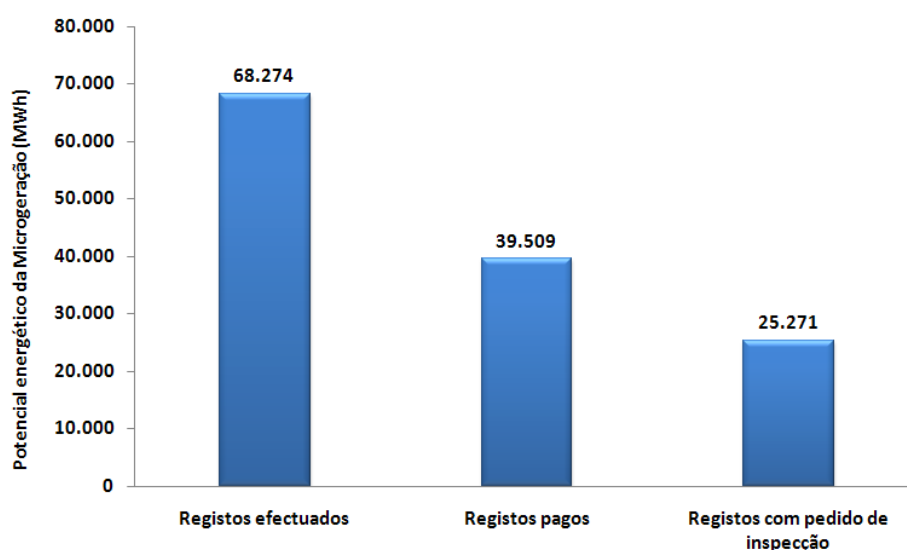


Figura 52 - Potencial energético da microgeração até 2009;

Comparando com o consumo de electricidade em BT, no sector dos Serviços e Sector Doméstico e admitindo que este se mantém constante em 2009 em relação a 2008¹⁰, o contributo da microgeração recorrendo a E-FER nas 16 fases de registo é incipiente como demonstra a Figura 54, o peso estimado dos registos efectuados ao longo das 16 fases é de 0,39%.

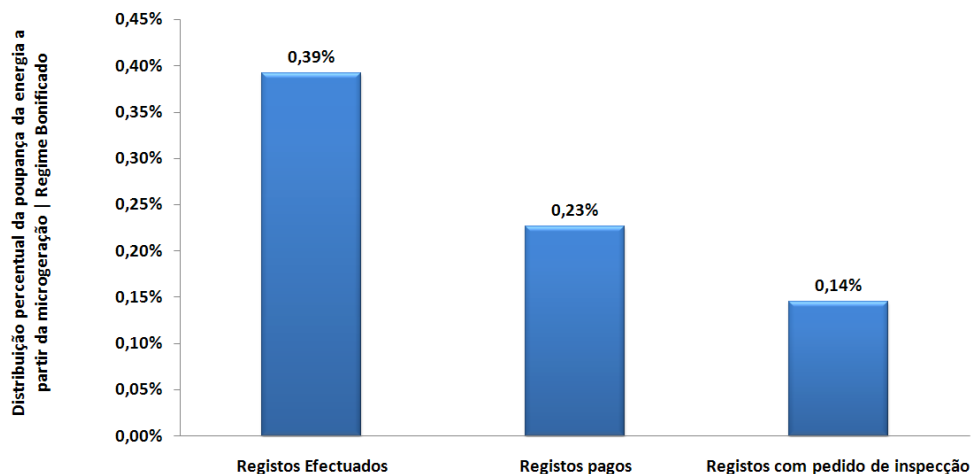


Figura 53 – Distribuição percentual da poupança de energia de microgeração recorrendo a E-FER em relação ao consumo de electricidade no Sector dos Serviços e Doméstico;

Em relação á participação da microgeração recorrendo a E-FER nas 16 fases de registo para a electricidade produzida a nível nacional a partir de combustíveis fósseis em 2009, tendo por base

¹⁰ Valores publicados na DGEG em 2010.

que este indicador se mantém constante em relação a 2008¹¹, é muito reduzida. A Figura 54 ilustra que o potencial de redução de electricidade de origem fóssil equivalente aos registos efectuados é de 0,21%.

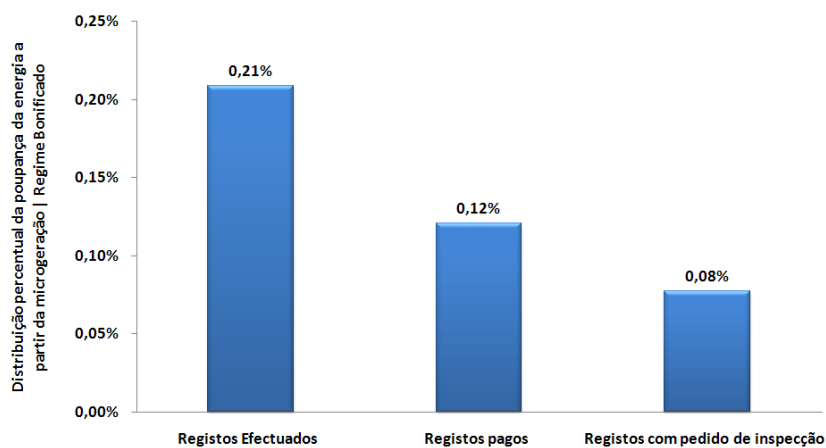


Figura 54 – Contributo da microgeração para a redução de combustíveis fósseis para a produção de electricidade a partir de microgeração recorrendo a E-FER;

A Figura 55 caracteriza o potencial de redução das emissões de GEE recorrendo à microgeração através de E-FER. Ao longo das 16 fases de registo que decorreram até Dezembro de 2009 o potencial de redução das emissões GEE equivalente aos registos efectuados é de aproximadamente 29 Gg CO₂eq. No entanto, as instalações com pedido de inspecção representam 11 Gg CO₂eq. Contudo, prevê-se que este valor venha a ser incrementado com a concretização dos registos pagos (6 Gg CO₂eq).

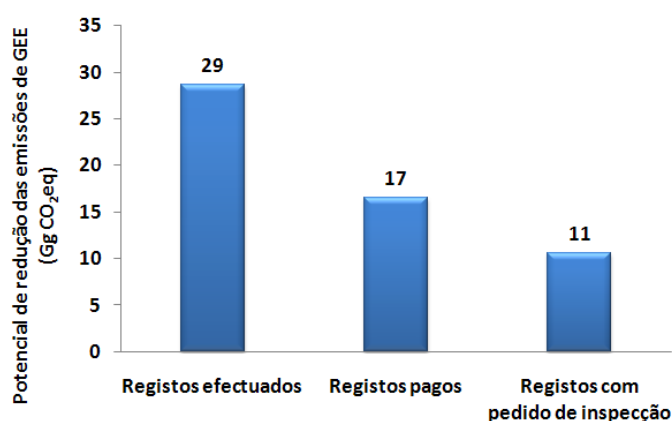


Figura 55 - Potencial de redução das emissões de GEE a partir de microgeração recorrendo a E-FER;

¹¹ Valores publicados na DGEG em 2010.

O contributo da microgeração recorrendo a E-FER para a redução das emissões de GEE nacionais é muito reduzida, como comprova a Figura 56. Os contributos dos indicadores relativos às instalações de microgeração registadas no SRM até Dezembro de 2009 (registos efectuados, registos pagos, registos com pedido de inspecção e registos sem efeito) foram calculados com base nas emissões nacionais previstas para 2009 no portal cumprirquioto.pt (80.030 Gg CO₂eq). Assim, o peso das emissões correspondente aos registos efectuados no portal do SRM é de 0,036 %.

Os resultados demonstram que o contributo da microgeração na redução das emissões de GEE e consequentemente, para o cumprimento das metas de Quioto, equivalente aos pedidos efectuados no SRM é incipiente. O peso das emissões de GEE equivalentes aos registos com pedido de inspecção a nível nacional é 0,01%.

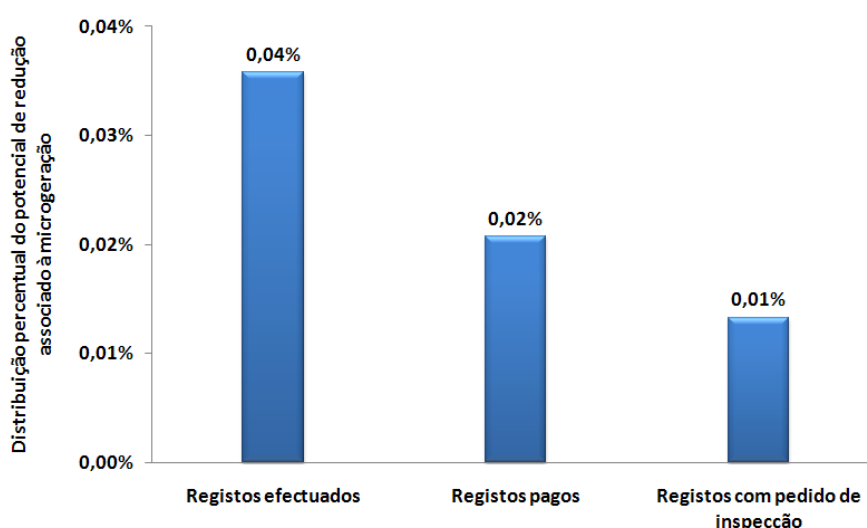


Figura 56 - Distribuição do potencial de redução das emissões de GEE e respectivo contributo da microgeração;

No sentido de calcular a quantidade de emissões evitadas recorrendo à microgeração a partir de E-FER ao longo do tempo de vida das tecnologias consideradas neste trabalho, painéis fotovoltaicos e aerogeradores eólicos, foram assumidos os seguintes pressupostos:

- Os cálculos são efectuados utilizando os dados relativos aos registos com pedido de inspecção;
- Tempo de vida de um painel fotovoltaico – 25 anos;
- Tempo de vida de um aerogerador eólico – 20 anos;
- Quantidade de energia produzida anualmente mantém-se constante ao longo do tempo de vida da instalação (considera-se que a instalação não perde eficiência);
- O factor de emissão mantém-se constante em relação ao primeiro ano da instalação.

Assim sendo, a quantidade de emissões evitadas por instalação de microgeração ($E_{\text{evitadas},I}$) tem por base a Equação 4:

$$E_{\text{evitadas},I}(\text{Gg CO}_2\text{eq/instalação}) = \frac{E_{PI}}{N_{PPI}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

E_{PI} – Emissões evitadas pelas instalações com pedido de inspecção (Gg CO₂eq);

N_{PPI} – Número de instalações com pedido de inspecção (n.º);

A quantidade de emissões evitadas ao longo do tempo de vida da instalação ($E_{\text{evitadas},t}$) é dada pela Equação 5:

$$E_{\text{evitadas},t}(\text{Gg CO}_2\text{eq}) = E_{\text{evitadas},I} \times t \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

t – tempo de vida da tecnologia (anos).

A Figura 57 ilustra a quantidade de emissões evitadas num ano para uma instalação de microgeração, para as energias solar e eólica. Através desta fica patente é que para a mesma potência instalada um aerogerador representa um maior potencial redução de emissões ($3,2 \times 10^{-3}$ Gg CO₂eq) comparativamente com uma instalação de painéis fotovoltaicos ($2,2 \times 10^{-3}$ Gg CO₂eq). As emissões de GEE evitadas anualmente através de microgeração por kW equivalem a $6,1 \times 10^{-4}$ Gg CO₂eq/kW no caso de uma instalação com painéis fotovoltaicos e $9,2 \times 10^{-4}$ Gg CO₂eq/kW no caso de aerogeradores eólicos.

A Figura 58 apresenta o potencial de redução de emissões ao longo do tempo de vida de uma instalação de microgeração recorrendo às tecnologias consideradas no âmbito do presente trabalho. Conclui-se que uma instalação alimentada a energia eólica evita a emissão de 0,065 Gg CO₂eq ao longo de 20 anos, enquanto que uma instalação de microgeração recorrendo a energia solar evita 0,054 Gg CO₂eq ao longo de 25 anos¹².

¹² Foram consideradas seis horas por dia em média, de produção de energia por aerogerador e no caso dos painéis fotovoltaicos considerou-se uma média de quatro horas diárias ao longo de um ano (duas horas no inverno e seis no Verão).

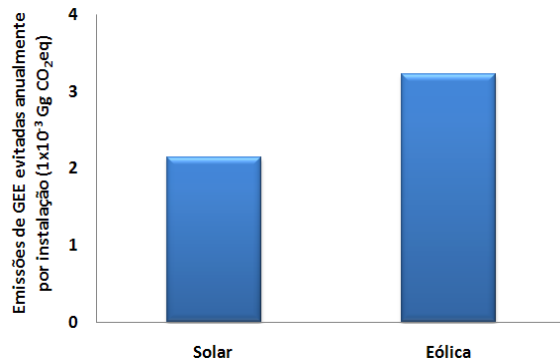


Figura 57 – Emissões de GEE evitadas anualmente por instalação de microgeração e por tipologia de tecnologia (Gg CO₂eq);

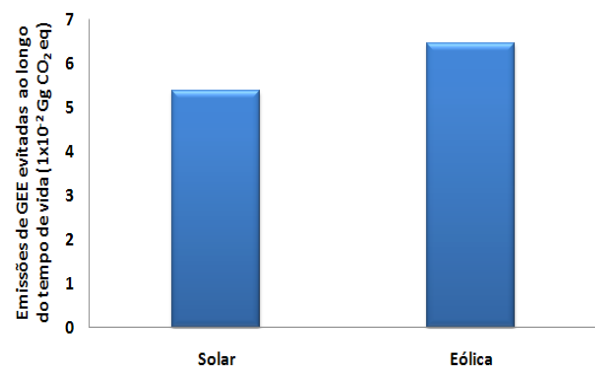


Figura 58 - Emissões de GEE evitadas ao longo do tempo de vida de uma instalação de microgeração e por tipologia de tecnologia (Gg CO₂eq);

No âmbito do desenvolvimento deste estudo, calculou-se o custo por Gg CO₂eq evitada recorrendo à microgeração (Custo_{EEV}), o investimento anual considerado para ambas tecnologias, teve por base a consulta de orçamentos¹³ de alguns instaladores nacionais, entre os quais, Efacec, DST Renováveis, Verde Solar, etc. Para cada orçamento calculou-se o valor de investimento por kW (Custo_{Inv}) e determinou-se o seu valor médio (ver Equação 6).

$$\text{Custo}_{\text{Inv}}(\text{€/kW}) = \frac{\left(\frac{\text{Orç}_1}{\text{Pot}_{\text{inst},1}} + \dots + \frac{\text{Orç}_n}{\text{Pot}_{\text{inst},n}} \right)}{N_{\text{orç}}} + \text{Taxa}_{\text{SRM}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde,

Custo_{Inv} – Custo de Investimento (€/kW);

Orç_{1→n} – Orçamentos consultados, que pode variar entre 1 e n (€);

Pot_{inst, 1→n} – Potência das instalações orçamentadas (kW);

N_{orç} – N.º de Orçamentos Consultados (n.º);

Taxa_{SRM} – Taxa de subscrição de registo no SRM (Renováveis na Hora, 2009).

Assim sendo, os custos de investimento por unidade de potência¹⁴ são:

¹³ Os orçamentos foram obtidos por contacto directo e via internet.

¹⁴ Os valores apresentados contemplam o custo do kit completo (Painéis Fotovoltaicos ou Aerogerador e Torre + Inversor + baterias, cabos, entre outros) + 250 € da subscrição do SRM.

- Painéis Fotovoltaicos: 6.500€/kW;
- Aerogerador Eólico: 5.000 €/kW.

Simultaneamente, a partir da Equação 7 calculou-se as emissões evitadas por unidade de potência ($E_{\text{evitadas,pot}}$).

$$E_{\text{evitadas,pot}}(\text{kg CO}_2\text{eq/kW}) = \frac{E_{\text{evitadas,t}}}{\text{Pot}_{\text{PI}}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde,

$E_{\text{evitadas,t}}$ – Emissões evitadas ao longo do tempo de vida da instalação (Gg CO₂eq);

Pot_{PI} – Potência unitária de cada instalação (3,68 kW);

Finalmente, o custo por Gg CO₂eq evitada recorrendo a uma instalação de microgeração ($\text{Custo}_{\text{EEV}}$) ao longo do seu tempo de vida advém da Equação 8.

$$\text{Custo}_{\text{EEV}}(\text{€/ Gg CO}_2\text{eq}) = \frac{\text{Custo}_{\text{Inv}}}{E_{\text{evitadas,pot}}} \quad \text{Equação 8}$$

A partir dos resultados obtidos conclui-se que para uma instalação de microgeração com painéis fotovoltaicos custa 445 €/ton CO₂eq e no caso de uma unidade de produção de energia eólica em pequena escala custa 285 €/ ton CO₂eq.

Comparando os valores obtidos com o preço de uma 1 ton CO₂eq (no ano de 2009 rondou em média os 12,50 €) que corresponde a uma licença de emissão (LE) no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), verifica-se que este é 36 vezes menor que o custo de redução das emissões de GEE recorrendo à microgeração (SENDECO2 - Sistema Electrónico de Negociação de Direitos de Emissão de CO₂, 2009).

3.4.2 Cenários

Nesta secção pretende-se perceber e analisar o potencial da microgeração ao nível da redução do consumo de combustíveis fósseis na produção de electricidade e de emissões de GEE, tendo em vista o cumprimento das metas energéticas e ambientais estabelecidas a nível nacional e internacional, assim como os benefícios associados à introdução das tecnologias de microgeração no SEN:

- 45% de produção de electricidade a partir de E-FRE, em 2010;
- 31% de E-FER no consumo final em 2020 (Directiva 2009/28/CE de 23 de Abril);

- (iii) 50000 instalações de microgeração em 2010 (PNAC 2006 e Novas Metas de 2007), com vista ao cumprimento do Protocolo de Quioto;
- (iv) Objectivos de eficiência energética do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), nomeadamente a instalação de 165 MW de potência instalada na rede provenientes de microgeração;
- (v) Redução das emissões de GEE em 27% em relação aos níveis de 1990 (o ano 2010 é o ano intermédio do período preconizado para o cumprimento de Quioto);

Os cenários de evolução do consumo final de energia, consumo de electricidade e emissões de GEE até 2020 associadas aos sectores Doméstico e dos Serviços tiveram por base os dados utilizados pelo modelo europeu STREAM (Tabela 3), que foi desenvolvido no âmbito do projecto *Future Danish Energy System* que decorreu entre 2004 e 2007, pela RiSØ – DTU e a Ea Energy Analysis, ambas instituições dinamarquesas.

A ferramenta de modelação STREAM permite uma perspectiva rápida do potencial de energia de diferentes misturas, para toda a Europa. Desde a sua concepção o modelo tem sido utilizado em vários projectos Europeus.

Tabela 3 – Informação retirada do modelo STREAM;

Indicadores	2010	2015	2020
Emissões_Produção de Electricidade (Gg CO2eq)	25.600	27.700	28.200
Energia_Electricidade Produzida (GWh)	61.646	72.397	81.174
Factor de Emissão da Electricidade (Gg CO2eq/GWh)	0,42	0,38	0,35
Factor de Emissão da Electricidade (kg CO2eq/MWh)	415	383	347
Contributo de E-FER (%)	0,45	0,50	0,55
Electricidade Produzida a partir de E-FER (Gg CO2eq/GWh)	27.741	36.199	44.646
Electricidade Produzida de origem térmica (Gg CO2eq/GWh)	33.905	36.199	36.528

Com base na informação recolhida foram estruturados dois cenários extremos de procura de energia final para a produção energia eléctrica e de emissões de GEE para os anos de 2010, 2015 e 2020, designados de Tendência e Mudança, cujas considerações teóricas são descritas na Tabela 4.

Tabela 4 – Descrição cenários até 2020 (Adaptado de: (Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais, 2008))

N.º de instalações de microgeração (painéis fotovoltaicos +micro-eólicas)		
DESIGNAÇÃO	TEND-A	MUD-B
- 2010	- 10.000	- 50.000
- 2015	- 50.000	- 500.000
- 2020	- 100.000	- 1.000.000

PERMISAS COMUNS AOS DOIS CENÁRIOS
Contributo das E-FER na produção de energia eléctrica nacional: <ul style="list-style-type: none"> - 45%, em 2010; - 50%, em 2015; - 55%, em 2020. A estrutura da procura de tecnologias de microgeração mantém-se até 2020: <ul style="list-style-type: none"> - 95% Painéis fotovoltaicos; - 5% Micro-eólicas.

Os resultados decorrentes da cenarização demonstram que contributo advindo da introdução de 50.000 unidades de microgeração para a poupança de energia a nível nacional é pouco expressivo totaliza 0,91% da energia produzida a partir de combustíveis fósseis, e acresce o facto que esta meta dificilmente será alcançada em 2010.

Uma das maiores barreiras à aplicação de mecanismos de microgeração em Portugal está associada às dificuldades no registo da instalação na plataforma SRM, o cenário de tendência considerou esta barreira e estimou-se que em 2010, estarão em operação 10.000 instalações que se traduzem num contributo de 0,16% na produção de energia eléctrica. A Tabela 5 apresenta uma descrição resumida dos indicadores utilizados em ambos os cenários e os resultados obtidos, salienta-se que o indicador relativo à produção de energia eléctrica integra apenas a energia proveniente de combustíveis fósseis.

Tabela 5 – Resumo dos indicadores utilizados na cenarização;

Período	2010		2015		2020	
Produção Bruta de Energia Eléctrica (GWh)	33.905		36.199		36.528	
Emissões de GEE em Portugal (Gg CO ₂ eq)	79.769		82.601		85.532	
Taxa de crescimento anual de emissões de GEE = 0,7%						
Designação dos Cenários	TEND-A	MUD-B	TEND-A	MUD-B	TEND-A	MUD-B
N.º de instalações de microgeração	10.000	50.000	50.000	500.000	100.000	1.000.000
Produção de energia recorrendo a painéis fotovoltaicos (%)	0,2%	0,8%	0,7%	7,5%	1,4%	15,1%
Produção de energia recorrendo a micro-eólicas (%)	0,0%	0,1%	0,1%	0,6%	0,1%	1,2%

Salienta-se que em ambos os cenários – Tendência e Mudança – foi considerado que uma instalação de microgeração tem em média uma potência instalada de 3,68 kW. A Figura 59 apresenta o potencial de poupança de combustíveis fósseis na produção de energia eléctrica associada à microgeração, nos cenários Tendência e Mudança. Os resultados obtidos demonstram que a introdução de 50000 instalações de microgeração iria contribuir 0,8 % para o mix energético nacional em 2010, no entanto a tendência para o mesmo ano é de 10000 unidades de microgeração e cujo contributo energético estimado é de 0,2%. O cenário de mudança para 2020 considerou um 1.000.000 de instalações, ou seja um sexto do universo dos potenciais microprodutores em Portugal em 2009, neste caso o peso da poupança ascende aos 16,2% da electricidade produzida a partir de combustíveis fósseis o que demonstra que a microgeração apresenta um potencial de poupança elevado de combustíveis fósseis, repercutindo-se positivamente no saldo das emissões de GEE.

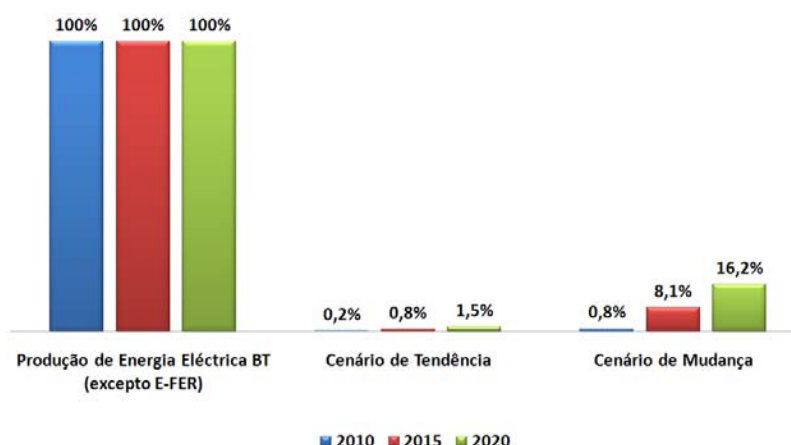


Figura 59 – Potencial de poupança de energia eléctrica recorrendo à microgeração, nos cenários Tendência e Mudança;

A Figura 60 ilustra a distribuição das emissões de GEE equivalentes ao número de instalações de microgeração em operação para ambos os cenários definidos e as emissões nacionais de GEE nacionais. O cenário de mudança contempla a meta definida para a microgeração em 2010 no âmbito do PNAC 2006 e “*Novas Metas 2007*” (Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 Janeiro), com vista ao cumprimento do PQ. A meta estipulada preconiza a instalação de 50000 unidades de microprodução cujo potencial de redução das emissões de GEE nacionais seria de 0,1%. No entanto, a tendência aponta para as 10000 unidades no mesmo período fixando o contributo para o saldo das emissões nacionais em 0,03%. Em 2020 o cenário de mudança definido para um sexto dos consumidores actuais em BT do sector dos serviços e doméstico (1000000) o contributo da microgeração seria de 2,2%.

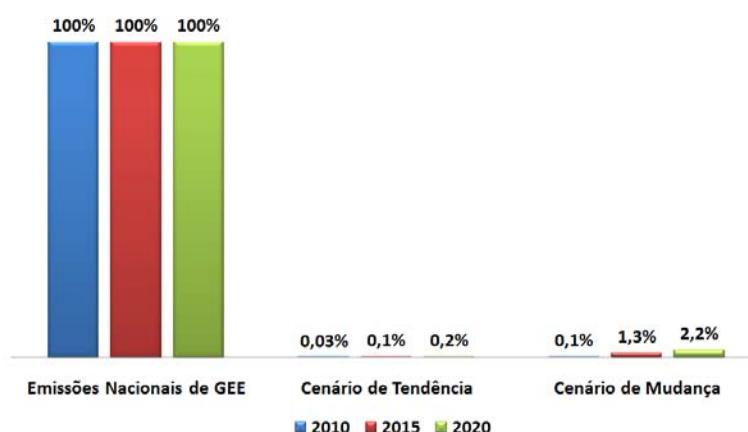


Figura 60 - Potencial de redução das emissões de GEE recorrendo à microgeração, nos cenários Tendência e Mudança;

3.5 MICROGERAÇÃO E ESTRUTURA TARIFÁRIA NACIONAL

A energia eléctrica proveniente das tecnologias que integram o regime bonificado definido no Decreto-Lei n.º 363/2007 poderá ser vendida à rede por um valor máximo quatro vezes e meio superior ao da tarifa actual da rede aplicada ao consumidor doméstico a partir 0,163 €/kWh (em 2008) (DGEG, 2010). No entanto, o valor da tarifa de remuneração bonificada de compra de electricidade aos microprodutores é muito alto para ser suportado pelo Estado em larga escala.

A Figura 61 seguinte ilustra a evolução dos preços de aquisição electricidade em BT no período de 1980 a 2008, e através desta verifica-se que desde 1990 este indicador tem assumido uma tendência para estabilizar, facto que torna inviável o investimento em painéis fotovoltaicos ou em micro-eólicas sem recorrer aos regimes de apoio existentes.

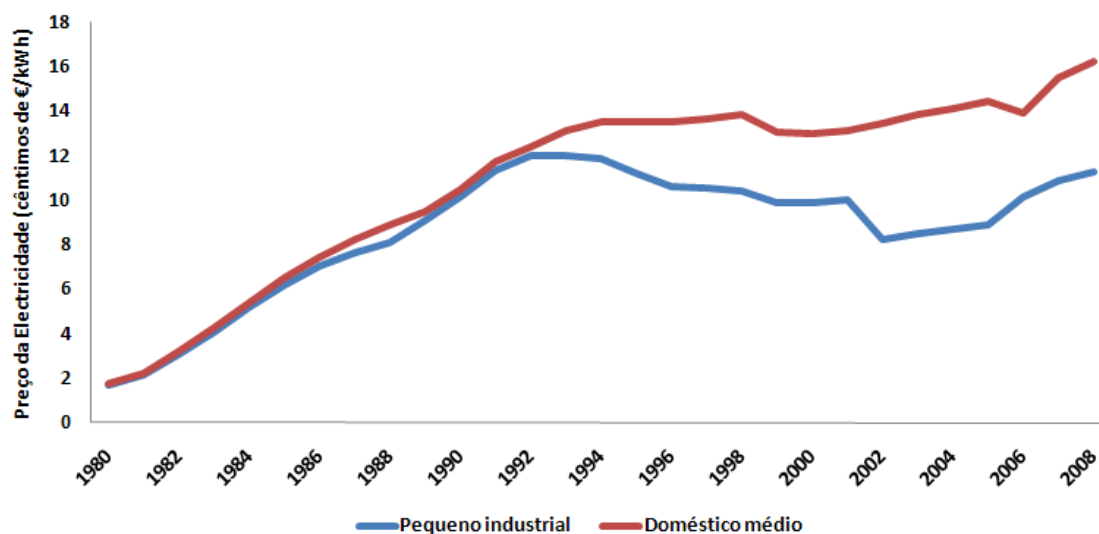


Figura 61 – Evolução do preço de aquisição da energia eléctrica em BT por tipologia de consumidor no período 1980 a 2008 (DGEG, 2009);

A fixação de tarifas de energia eléctrica está submetida a um conjunto de critérios, que ponderam o equilíbrio de interesses entre os consumidores e as empresas:

- Reflectir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor;
- Recuperar os custos incorridos pelas empresas reguladas, incentivando a afectação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes actividades;
- Fomentar a sustentabilidade do mercado promovendo a adequação dos preços aos custos (ERSE, 2009).

No final de 2006, antigo presidente da ERSE propôs um aumento de cerca de 15% nas tarifas de energia eléctrica para 2007, no sentido de reduzir o défice tarifário do país. No entanto, o governo interviu e limitou a subida proposta a 6%, com consequências políticas para o proponente. Em 2009 verificou-se um acréscimo de 4,3% nas tarifas de electricidade de BT para o consumidor final, esta subida foi justificada pelo aumento do preço dos combustíveis fósseis verificado entre o final de 2007 e durante o ano 2008.

A subida do preço dos combustíveis fósseis gerou entre o final de 2007 e durante o ano 2008 um défice de 1270 milhões de euros e o sobrecusto com as energias renováveis foi de 447,4 milhões de euros. Se ERSE repercutisse nas tarifas de 2009 este défice total de 1717 milhões de euros mais o défice acumulado de anos anteriores no valor de 296 milhões de euros, os preços sofreriam um

aumento de 40%. Neste sentido foi aprovado o Decreto-Lei n.º 165/2008 de 21 de Agosto que prevê mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de excepcionais circunstâncias de custos, com impactos tarifários elevados à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal, bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. O diferimento de custos para anos posteriores e as respectivas consequências tarifárias verificam-se a partir de 2010 e por um período de 15 anos.

Neste contexto, o aumento proposto pela ERSE relativamente às tarifas de venda de electricidade a clientes finais em Portugal Continental, abrangendo os sectores Doméstico e dos Serviços para 2010 é de 2,9%, o que permite concluir que as tarifas de aquisição de electricidade praticadas no mercado regulado em Portugal não reflectem o custo da escassez dos combustíveis fósseis assim como, o custo real de produção e transporte da energia eléctrica.

Com o intuito de aumentar a viabilidade do investimento em tecnologias de microgeração de origem renovável em Portugal sem recorrer aos regimes de apoio existentes, o custo de investimento destas tecnologias e o preço de aquisição de energia eléctrica deverão sofrer alterações significativas, para que a diferença entre os custos de operação e os custos energéticos evitados sejam suficientemente superiores ao investimento inicial e com um período de retorno aliciente

4. REGIMES DE APOIO À MICROGERAÇÃO

Diversos projectos europeus têm-se debruçado sobre o impacto dos regimes de apoio na penetração da E-FER e qual a melhor estratégia na concepção de um quadro de regimes de apoio eficaz e eficiente.

Neste contexto, o presente capítulo tem por objectivo analisar o papel dos regimes de apoio como incentivo à aquisição de tecnologias de E-FER e caracterizar os principais regimes de apoio existentes na UE-27, fazendo uma breve abordagem ao seu desempenho no sentido de perceber se o nível actual de suporte cobre os custos de produção de E-FER.

A partir da análise efectuada ao nível da UE, pretende-se proceder à avaliação dos regimes de apoio vigentes em Portugal para a microgeração e se estes preenchem os requisitos de eficácia e eficiência propostos na bibliografia consultada.

4.1 REGIMES APOIO – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS

Uma das perspectivas da análise da evolução da política de ambiente prende-se com os efeitos que os instrumentos de política utilizados para sua implementação podem ter nomeadamente na penetração de tecnologias de E-FER e consequentemente na competitividade. De uma forma sucinta, as estratégias de apoio à penetração de tecnologias de E-FER dividem-se em três categorias, cuja utilização não é mutuamente exclusiva: os instrumentos de comando e controlo, os instrumentos económicos e fiscais ou de mercado, e os instrumentos de informação/actuação voluntária (Lobo, et al., 2007).

Os instrumentos de comando e controlo inserem-se na primeira geração de instrumentos, que acompanhou a fase inicial de desenvolvimento da política de ambiente em vários países. Estes instrumentos de tipo normativo visam essencialmente atingir objectivos de eficácia ambiental, e que se caracterizam por serem ineficientes do ponto de vista dinâmico, atendendo ao diminuto incentivo à inovação e ao desenvolvimento tecnológico. Estes têm por base as metas a alcançar que são estabelecidas pelo Estado/Entidade Reguladora e a tipologia de tecnologias a usar. Estes instrumentos são característicos da década de setenta associada a uma visão estática do crescimento económico. Deve-se recorrer a este tipo de instrumentos em situações que exijam uma actuação imediata designadamente, em situações de poluição extremamente perigosa, pela imposição de uma tecnologia específica (Lobo, et al., 2007).

Os instrumentos económicos e fiscais ou de mercado, caracterizam-se por actuarem como sinais de mercado. Os sinais são dados na forma de alterações dos preços relativos, isto é, da relação entre preços de bens e serviços que originam diferentes impactos ambientais no seu ciclo de vida, e na forma de transferências financeiras, nomeadamente às empresas e consumidores para estes reduzirem o dano ambiental. Entre as vantagens associadas a este tipo de instrumentos salientam-se a eficiência económica, o incentivo à inovação tecnológica, o potencial de geração de receitas, a flexibilidade, o duplo dividendo e a fácil integração com outras políticas sectoriais (Jitske, et al., 2009) e (Lobo, et al., 2007).

Os instrumentos de informação e actuação voluntária constituem a chamada terceira geração de instrumentos de política de ambiente. Este tipo de instrumentos tem vindo a ser considerado como uma alternativa às abordagens económicas tradicionais e provavelmente com melhores resultados enquanto factor de coacção/estímulo da competitividade, todavia a sua eficácia é, em muitas situações, susceptível de ser provada e sua eficiência económica é fraca (Lobo, et al., 2007).

A eficiência dos instrumentos de mercado em termos de cumprimento de objectivos, tem vindo a ser cada vez mais reconhecida, no entanto a experiência neste campo tem demonstrado a necessidade de adoptar “pacotes de instrumentos” que permitam atingir diversos objectivos de forma integrada, contrariamente à implementação de apoios isolados.

Outra questão essencial que se coloca na concepção dos regimes de apoio às tecnologias de E-FERs é que se considere para além do cumprimento das metas preconizadas na política climática e energética, o estímulo à inovação e ao desenvolvimento tecnológico tendo presente o papel que estes desempenham como determinante da competitividade e na redução dos custos (Council of European Energy Regulators, 2008).

4.2 REGIMES DE APOIO EUROPEUS

A redução das emissões de GEE provenientes das fontes de energia fóssil tem sido alvo de variadas políticas governamentais. Actualmente, existem vários instrumentos alternativos que promovem a redução do impacto ambiental negativo provocado pelo sector energético. Estes podem ser de carácter tecnológico, comportamental ou ao nível das infra-estruturas (COM (2007) 140, 2007).

O objectivo da UE formulado na Directiva 2001/77/CE, relativa à promoção da electricidade produzida a partir de E-FER no mercado interno da electricidade, consiste em produzir, até 2010,

21% de electricidade a partir de ERs. A directiva preconiza também que os EMs proporcionem uma melhoria do acesso à rede dos produtores de energia renovável, racionalizem e facilitem os procedimentos de autorização e estabeleçam um sistema de garantias de origem. A presente Directiva prevê no artigo 4º os regimes de apoio à internalização das E-FER na matriz energética no sentido de contribuir para o cumprimento das metas definidas no diploma, no entanto é deixado ao critério de cada EM a definição do seu quadro de apoio (Jitske, et al., 2009).

O mercado interno da electricidade e o apoio à E-FER estão intimamente ligados. As E-FER dão lugar a novas instalações, contribuindo para a segurança de aprovisionamento e alargando o leque energético dos produtores de electricidade. Por outro lado, determinados aspectos do mercado interno, nomeadamente comércio livre, transparência, separação, revelação de informações, interligações, podem acelerar a implantação da E-FER no mercado interno da electricidade. Em inúmeros casos, o apoio às E-FER é regulado pelo enquadramento comunitário dos auxílios estatais a favor do ambiente. As regras relativas aos auxílios estatais podem influir na concepção do regime de apoio (Jitske, et al., 2009).

Como a escolha dos regimes de apoio não está harmonizado ao nível da UE, cada EM adoptou o seu próprio conjunto de instrumentos de promoção. As razões principais para as escolhas específicas de determinada tipologia de regimes de apoio em detrimento de outras estão associados à realização dos objectivos ambientais, à segurança do abastecimento, à criação de emprego e apoio às indústrias nacionais de energia renováveis em desenvolvimento (Council of European Energy Regulators, 2008).

Actualmente existem cinco tipos de instrumentos de apoio à electricidade produzida a partir de E-FER na UE:

- Tarifa bonificada ou Tarifa Premium;
- Incentivos ao investimento;
- Sistema de Quotas Obrigatórias baseados em Certificados Verdes;
- Regime de Concurso;
- Incentivos e Isenções fiscais (Jitske, et al., 2009), (Morthorst, et al., 2005), (Resch, et al., 2007) .

O objectivo destes mecanismos é compensar algumas das desvantagens competitivas das ERs, dado que o mercado da electricidade negligencia os custos externos da produção de electricidade convencional.

O principal mecanismo utilizado para apoiar a geração de eletricidade renovável é o sistema de tarifas bonificadas que se enquadra nos instrumentos de mercado. Este sistema é o mais representativo na UE-27 e é bem conhecido pelo seu sucesso na implantação de energia eólica, biomassa e energia solar na Alemanha, Dinamarca e Espanha, entre outros (Figura 62).

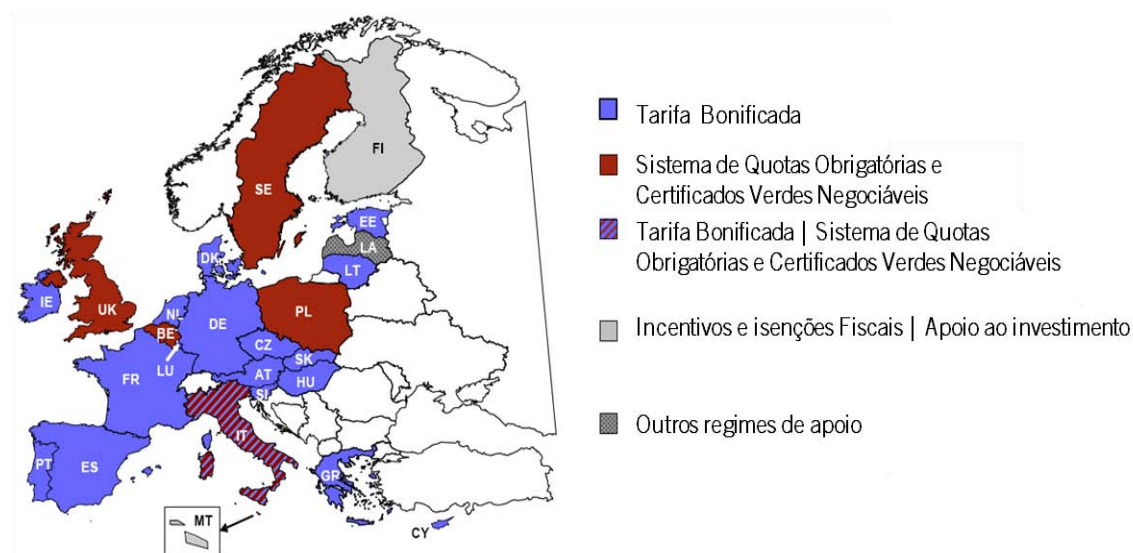


Figura 62 – Regimes de Apoio predominantes à E-FER na UE-25 (Klein et al. (2008))

A principal vantagem associada ao sistema de tarifa bonificada é o baixo risco de investimento que está relacionado com o facto de o produtor receber o apoio durante vários anos (no mínimo 10 anos, na maioria dos países). A Figura 63 apresenta de forma sucinta os principais regimes de apoio à tecnologias de produção de E-FER praticados na UE. As medidas de apoio à E-FER apresentadas integram-se fundamentalmente nos instrumentos de mercado.

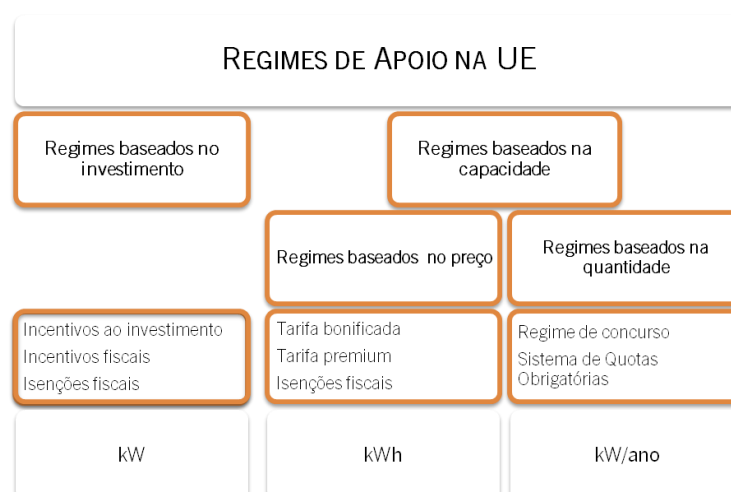


Figura 63 – Classificação dos Regimes de Apoio na UE (Adaptado de: (Morthorst, et al., 2005));

Apesar da natureza dos regimes de apoio praticados na UE estar a convergir os seus EMs, os níveis de suporte às tecnologias de produção de E-FER diferem significativamente entre os países e também entre tecnologias, este facto está associado a diferentes custos de produção associados, bem como, à natureza dos instrumentos aplicados nesses países (Resch, et al., 2007).

Em teoria, os instrumentos de actuação voluntária poderiam ser uma forma de desenvolver o mercado das tecnologias de E-FER paralelamente à política governamental. Contudo, a experiência que advém de sistemas desta natureza, baseados puramente na vontade do consumidor em pagar mais sem contrapartidas teve pouco impacto na penetração de E-FER, no que concerne à electricidade (Morthorst, et al., 2005).

4.2.1 Tarifa Bonificada ou Tarifa Premium

A tarifa bonificada é o valor que o produtor independente de E-FER recebe por kWh, o qual é normalmente acima do valor estabelecido pelo mercado e é garantido durante um determinado período de tempo. Este período é alargado e pode atingir os 20 anos em alguns EMs (por exemplo a tarifa bonificada deu um forte impulso aos investimentos em energia eólica na Espanha e Alemanha).

A entidade reguladora e/ou gestora fixa o valor da tarifa da electricidade produzida a partir de E-FER no sentido de serem atingidas as metas preconizadas. A tarifa bonificada deve ser diferenciada para as diferentes tecnologias, tendo em conta o seu estado de desenvolvimento. Os níveis da tarifa para cada tecnologia varia substancialmente em toda UE. Sendo este o impulso para a discussão sobre a harmonização dos regimes de apoio na UE para estabelecer condições equitativas no mercado interno.

Os custos de capital para investimentos em E-FER observado em países que adoptaram este sistema revelaram-se significativamente menores do que em países com outros instrumentos que envolvem riscos elevados de retorno dos investimentos, no futuro. Por exemplo, o custo médio ponderado de capital é notavelmente maior em países com sistemas de quotas baseados em certificados verdes.

Além disso, existem duas razões pelas quais o sistema de tarifas bonificadas representa um menor custo para a sociedade, isto porque a aplicação de tarifas limita o lucro do produtor no tempo (lucros inesperados), sendo a compensação distribuída no tempo (distribuição do esforço financeiro do Estado), em comparação com um sistema de quotas de mercado, reduzindo assim o custo para a

sociedade. Além disso a tarifa bonificada sofre reduções ao fim de alguns anos ou seja, esta vai sendo reduzida ao longo do tempo, de acordo o grau de desenvolvimento (técnico) da tecnologia

O sistema de tarifas bonificadas é frequentemente concebido para promover o portefólio de tecnologias de E-FER menos desenvolvidas a nível tecnológico. Esta característica estimula a rápida difusão no mercado de tecnologias menos maduras, o que leva a uma maior eficiência dinâmica (menores custos para a sociedade, a longo prazo).

No entanto, apesar das vantagens supra-mencionadas, este regime de apoio merece algumas críticas por não estimular a concorrência entre produtores de E-FER a um grau suficiente, no sentido de reduzir o custo do investimento associado à tecnologia de E-FER. Por este motivo, o custo por kWh é maior em instalações que beneficiem deste instrumento, comparado com outras sujeitas a outros tipos de sistemas de apoio.

4.2.2 Sistema de Quotas Obrigatórias e Certificados Verdes

O sistema de quotas também denominado por obrigações de quotas é relativamente recente (2003), no entanto tem reunido algum consenso no seio da UE-27. É um regime de apoio nacional que obriga os produtores de energia a incluírem uma determinada percentagem de E-FER na sua produção, que obriga os fornecedores de energia a incluírem uma determinada percentagem de E-FER no seu aprovisionamento, e consequentemente obriga os consumidores de energia a incluírem uma determinada percentagem de E-FER no seu consumo. O sistema é muitas vezes combinado com os sistemas de certificados verdes, embora este não tem necessariamente de ser o caso.

No que se refere ao sistema de quotas baseado na aquisição de Certificados Verdes, todos os consumidores / produtores / fornecedores são obrigados a comprar um determinado número de certificados aos produtores de E-FER de acordo com uma percentagem fixa, ou quota, do seu consumo/produção total de electricidade, no sentido de financiar o custo adicional de produção de electricidade verde e garantir a produção desejada desta. Nos EMs onde este regime de apoio é aplicado, as sanções pecuniárias aplicadas por incumprimento são transferidas quer para um fundo de investigação, desenvolvimento e demonstração (ID&D) das E-FER quer para o orçamento geral do Estado.

O funcionamento deste mercado paralelo de certificados é alimentado pela lei da oferta e da procura, dado que o intuito dos produtores/consumidores é a aquisição destes certificados ao preço

mais baixo possível, promovendo um mercado secundário de certificados em que os produtores de E-FER concorrem entre si para a venda dos mesmos.

Os certificados verdes são instrumentos de mercado, que possuem a capacidade, caso funcionem devidamente, de garantir a máxima rentabilidade do investimento. Este regime pode funcionar bem num mercado único europeu e, teoricamente, envolvem um risco menor de sobrefinanciamento. Considera-se que o sistema de quotas baseado em certificados verdes se adequa mais aos requisitos das políticas da competitividade e do mercado, promovendo um forte incentivo para a redução dos custos de investimento em tecnologias de E-FER a curto prazo.

As desvantagens associadas a este regime de apoio são a complexidade do sistema, que acarreta custos administrativos elevados, trata-se de um regime de apoio aplicado muito recentemente e envolve riscos mais elevados para os investidores e o desenvolvimento a longo prazo de tecnologias cujo custo actual é elevado (Morthorst, et al., 2005).

4.2.3 Regime de Concurso

Nos Regime de Concurso os produtores de E-FER são convidados a apresentar um projecto para instalar uma quantidade fixa de capacidade, no convite são pré-definidos os requisitos a que a proposta deve obedecer. O concurso é adjudicado ao projecto mais competitivo em termos de preço e condições contratuais. Normalmente, aos vencedores do concurso beneficiam de um conjunto de incentivos, como condições favoráveis ao investimento, incluindo subsídios por kW instalado, tarifa bonificada entre outros.

Este regime de apoio foi utilizado no Reino Unido, na Irlanda e ainda é usado na França. A principal desvantagem verificada na utilização deste incentivo é que o número total de projectos efectivamente aplicado foi muito baixa, resultando em uma taxa de penetração de E-FER muito menor do que o inicialmente previsto (Morthorst, et al., 2005).

4.2.4 Incentivos e isenções fiscais

A atractividade deste tipo de regimes de apoio reside na mensagem de sensibilização transmitida ao consumidor de energia final relativa ao valor acrescentado da E-FER. A sua maior desvantagem é o facto de não fornecerem segurança a longo prazo, aumentando assim o risco de investimento para os investidores nas tecnologias de E-FER (Morthorst, et al., 2005).

Em Malta e na Finlândia aplicam sistemas que se baseiam meramente em incentivos e isenções fiscais, embora na maioria dos EMs este regime de apoio seja usado, como instrumento político adicional (por exemplo, Portugal) (Jitske, et al., 2009).

4.2.5 Sistema de Contagem

O conceito de contagem de rede caracteriza-se pela possibilidade de os contadores de energia eléctrica dos consumidores e que são simultaneamente microprodutores sejam bidireccionais, baseando-se no princípio de quando a produção exceder o consumo, a medição seja efectuada no sentido oposto. Deste modo, os consumidores têm a vantagem de: 1) Compensar o seu consumo de electricidade durante um período de tempo longo (redução da factura energética das famílias), em vez de apenas instantaneamente; 2) Representar maior valor acrescentado para o sector da E-FER, uma vez que aumenta o valor económico das instalações de microgeração. Dado que permite ao contador fazer uma contra-rotação significando que a electricidade produzida pela instalação é paga na totalidade e ao mesmo preço da energia a retalho (DG-FER, 2004).

Especificamente ao sistema de contagem, a prática comum é recorrer a um contador unidireccional (convencional), que mede o fluxo de energia injectada na rede, e a instalação é paga pela remuneração que advém da quantidade injectada, a um preço muito inferior ao que se pratica no mercado retalhista (DG-FER, 2004).

A desvantagem do sistema de contagem é de não reflectir necessariamente o valor real de mercado da electricidade, dado que o custo da mesma vai sofrendo flutuações ao longo do tempo (DG-FER, 2004). Alguns especialistas apontam outra desvantagem que é o facto de o sistema de contagem não ter em linha de conta as diferentes eficiências entre edifícios, ou seja pune os consumidores que optaram por uma construção energeticamente eficiente na medida que estes injectam mais energia na rede não obtendo por isso nenhuma compensação adicional¹⁵.

4.2.6 Combinação dos Regimes de Apoio

Os cinco grupos de categorias acima descritos constituem uma descrição relativamente simplificada da situação. Vários sistemas comportam elementos mistos, especialmente em combinação com incentivos fiscais. A Figura 64 oferece uma panorâmica da combinação de regimes de apoio praticada na UE-27.

¹⁵ <http://www.eurec.be>

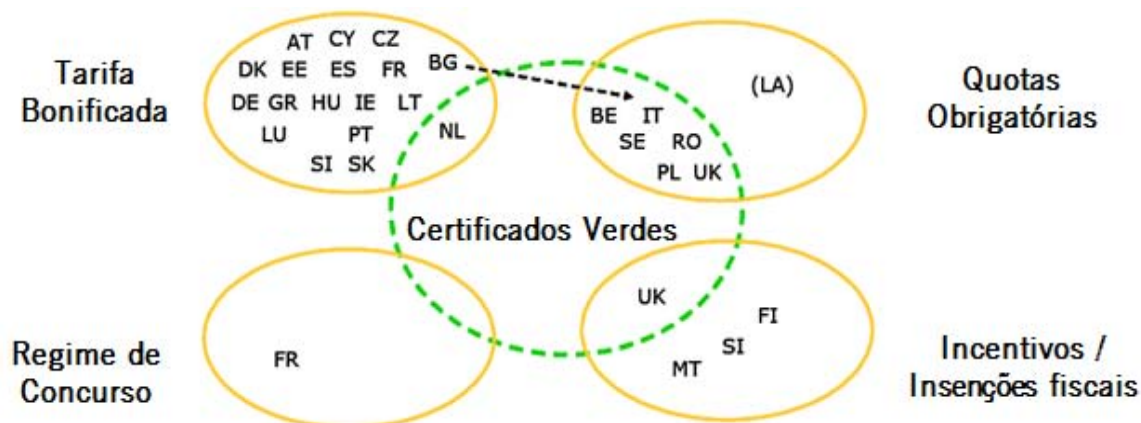


Figura 64 - Regimes de apoio na UE-27 (Morthorst, et al., 2005);

Independentemente do regime de apoio ser de âmbito nacional ou internacional é necessário salvaguardar que apenas um instrumento seja insuficiente para assegurar o crescimento da E-FER a longo prazo. Neste contexto, as políticas devem abarcar um portfólio alargado de tecnologias e os instrumentos seleccionados devem adaptar-se a esta selecção. Considerando que o incentivo ao investimento é direccionado para a promoção de tecnologias imaturas, ao passo que as tarifas bonificadas aplicam-se na fase intermediária de introdução no mercado.

Quando estiver assegurada a maturidade do mercado e das tecnologias, o mercado será grande o suficiente para garantir a concorrência entre os actores e a concorrência no mercado de energia convencional é garantida, neste contexto os instrumentos de apoio mais adequados são a tarifa premium ou o sistema de quotas obrigatórias baseado nos certificados verdes ou um mix de ambos, suplementado pelo regime de concurso, o qual pode ser muito eficiente (Resch, et al., 2007).

4.3 DESEMPENHO DOS REGIMES DE APOIO NA UE

O custo de produção das ERs é muito variável. Assim como, os recursos nacionais, regionais e agrícolas o são em todos os EMs, pelo que a avaliação dos regimes de apoio deverá ter em conta cada sector individualmente.

O actual nível de apoio à produção de E-FER é muito divergente nos EMs da UE. Nesta secção procedeu-se a uma avaliação pormenorizada das diferenças entre o montante total recebido pela ER produzida e o custo de produção, evidenciando assim a rentabilidade dos diversos regimes. Assim sendo, quanto maior for a diferença entre os «custos de produção» e o «apoio» tanto menos rentável é o regime em causa. Por conseguinte, devido à complexidade inerente às diversas tecnologias de produção de E-FER e às diferenças da conjuntura nacional foi escolhida a análise sectorial (Morthorst, et al., 2005).

No caso da energia eólica, os regimes de certificados verdes revelam uma grande diferença entre a produção e o apoio. O custo mais elevado prende-se com o risco de investimento mais significativo de tais regimes e, provavelmente, com a falta de maturidade do mercado dos certificados verdes.

A energia eólica não beneficia de grande apoio em nove dos vinte e sete EMs. Enquanto o montante total recebido pelos produtores for inferior aos custos de produção, não é de prever qualquer evolução deste sector nestes países (Sec (2008) 57, 2008).

No caso da silvicultura para a produção de biomassa, o apoio à cobertura dos custos de produção não é suficiente em metade dos EMs. No que respeita ao biogás, o apoio que lhe é concedido em quase três quartos dos EMs é insuficiente para permitir a sua implantação.

Paralelamente ao custo, a eficácia dos diversos regimes de apoio é igualmente um parâmetro essencial da avaliação. Por eficácia, entende-se a capacidade de um regime de apoio para fornecer electricidade verde.

Quando se procede à avaliação da eficácia, são difíceis de apreciar os efeitos de regimes mais recentes. A experiência adquirida com os certificados verdes, nomeadamente, é mais limitada do que com as tarifas bonificadas. Por outro lado, é necessário avaliar a quantidade de electricidade verde fornecida em função do potencial real do país.

No que respeita à energia eólica, a análise indica que todos os países cuja eficácia é superior à média da UE usam tarifas bonificadas. Este tipo de sistema é o que actualmente revela melhor desempenho na produção de energia eólica.

As análises dos sectores da biomassa não são tão evidentes como no caso da energia eólica. O custo de produção da biomassa revela grandes variações entre os EMs. Estas variações devem-se à diversidade de fontes (resíduos florestais, talhadia de rotação curta, palha, resíduos de animais, etc.), diversidade de processos de conversão, de transformação (combustão combinada, gaseificação, etc.) e à diversidade de dimensão (a dimensão das instalações de biomassa existentes pode variar de 1 para 200). Consequentemente, são necessárias análises muito mais rigorosas, baseadas em matérias-primas e tecnologias específicas.

A análise revela todavia que, no que respeita ao biogás, quer as tarifas bonificadas quer o sistema de quotas baseado em certificados verdes produzem bons resultados (quatro países que dispõem de tarifas bonificadas e dois países com um regime de certificados verdes revelam maior eficácia quando comparados com a média europeia). No sector da silvicultura para a produção de biomassa,

não é possível concluir que um sistema é melhor do que outro. A complexidade do sector e as variações regionais indicam que outros factores desempenham um papel significativo. Regra geral, os incentivos à exploração florestal deverão contribuir para mobilizar mais biomassa florestal não utilizada a favor de todos os utilizadores.

4.3.1 Energia Eólica

Os regimes de certificados verdes registam actualmente um nível de apoio significativamente mais elevado do que as tarifas bonificadas. Isto poder-se-á explicar pelo prémio de risco mais elevado exigido pelos investidores, pelos custos administrativos, bem como pela falta de maturidade do mercado dos certificados verdes. A questão é saber como evoluirá o nível de preço a médio e longo prazo. O regime de apoio mais eficaz para a promoção da produção de energia eólica é actualmente o regime de tarifa bonificada aplicada na Alemanha, Espanha e Dinamarca.

A rentabilidade do capital é mais elevada com os certificados verdes do que com as tarifas de aquisição. Esta rentabilidade elevada (renda) é calculada por extrapolação a partir dos preços dos certificados registados actualmente. A rentabilidade do capital dependerá da evolução futura dos preços.

As análises revelam que, em um quarto dos EMs, o apoio concedido é demasiado reduzido para permitir o arranque. Num outro quarto dos EMs concede apoio suficiente, mas apenas obtém resultados medíocres. Isto pode explicar-se pela existência de obstáculos de acesso à rede e/ou por barreiras administrativas.

Em matéria de benefícios, o regime de tarifa bonificada é eficaz, com uma margem de lucro para o produtor relativamente reduzida. Por outro lado, os certificados verdes registam actualmente margens de lucro elevadas. Importa salientar que estes regimes de certificados verdes são instrumentos relativamente novos. A situação observada pode por conseguinte caracterizar-se ainda por efeitos transitórios significativos (ver Figura 65).

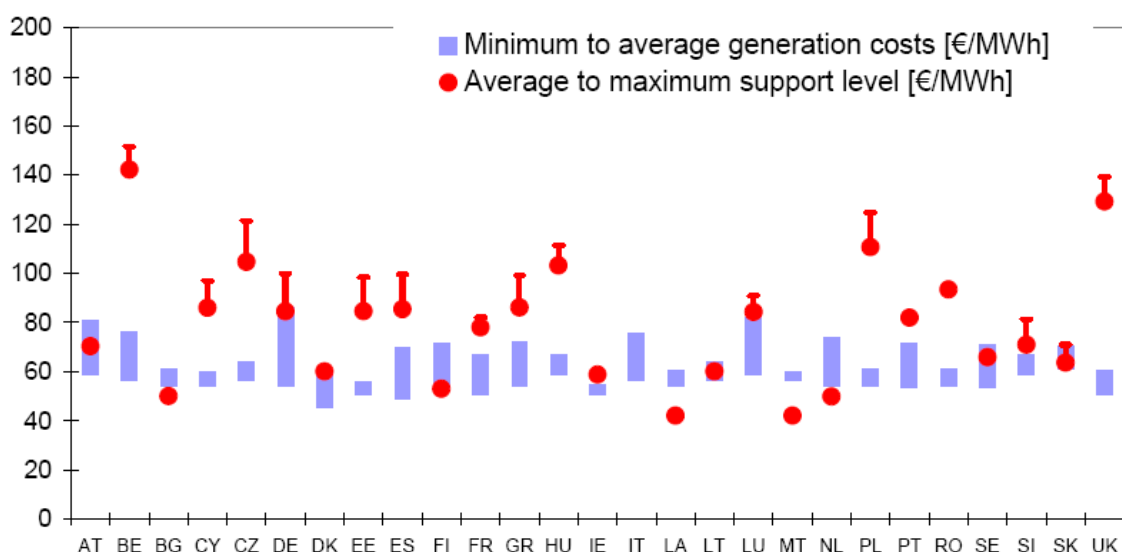


Figura 65 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à energia eólica na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);

O regime de apoio para a energia eólica é insuficiente para cobrir os custos de produção, em pelo menos cinco EMs. Os custos de produção são diferentes entre os EMs em função das condições do vento e do tamanho dos parques eólicos construídos.

Espanha, Portugal, Alemanha e Dinamarca continuam a ter maior eficácia média anual, no período considerado. Dado que o regime de apoio em vigor nestes países é o regime de tarifas bonificadas que se mantém a longo prazo reduzindo o riscos de investimento, além deste facto, as baixas barreiras regulamentares e administrativas, bem como as condições favoráveis de acesso à rede. No entanto, na Dinamarca esta tendência está a inverter-se dado que a tarifa bonificada foi abolida neste EM (Figura 66). No entanto, apesar de o regime de tarifas bonificadas primar pela sua eficácia, por si só pode não ser suficiente para promover a maior penetração das E-FER. Neste caso particular, a França e Grécia são exemplo deste facto, dado que possuem grandes barreiras administrativas que impedem o desenvolvimento da energia eólica, apesar do valor significativamente elevado das tarifas bonificadas praticadas nestes países.

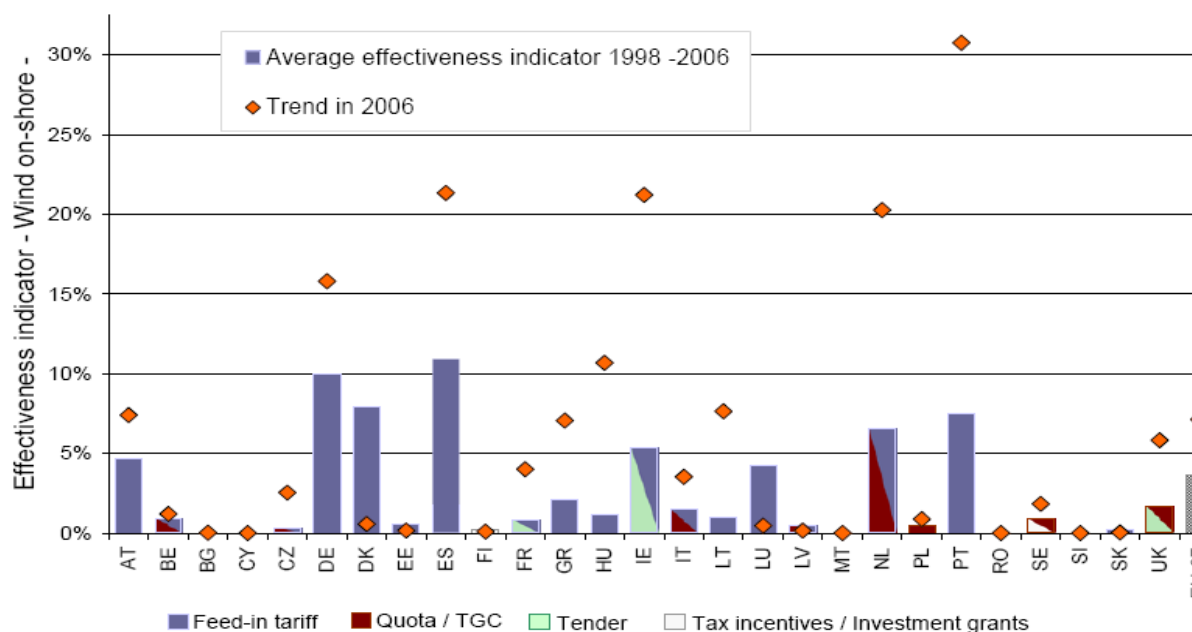


Figura 66 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia eólica no período 1998 – 2006 na UE-27, incluindo a tendência para 2006 (Sec (2008) 57, 2008);

A Irlanda é um dos EMs com maior potencial de energia eólica na UE. Eficácia melhorou drasticamente durante os últimos dois anos, devido à alteração parcial do regime de concurso para o regime de tarifas bonificadas em 2006. No entanto, a capacidade da rede ainda é uma barreira para um maior desenvolvimento em energia eólica. Na Suécia, o sistema de quotas obrigatórias baseado em certificados verdes não tem sido muito eficaz no desenvolvimento na produção de energia eólica. Esta situação não surpreende dado que a imposição de quotas com certificados verdes visa trazer as soluções mais baratas, seguido pelas soluções mais caras. Dado que, actualmente na Suécia, a solução mais económica para a penetração de E-FER é proceder à substituição de combustíveis convencionais por biomassa nas centrais existentes. Na Finlândia e em Malta os incentivos e isenções fiscais são muito baixos para incentivar o desenvolvimento da energia eólica.

4.3.2 Biogás

A produção de energia a partir do biogás provém de instalações de tratamento de resíduos por digestão anaeróbia de resíduos agro-pecuários e agrícolas, por aterros sanitários e em estações de tratamento de lamas. No período de 1998 a 2006, a penetração desta tecnologia foi muito baixa na maioria dos EMs. Uma vez que os regimes de apoio existentes são considerados insuficientes para cobrir os custos de produção em mais de dois terços UE-27.

Conforme se pode visualizar na Figura 67 em alguns EMs, Áustria, Chipre, Alemanha e a Hungria a tarifa bonificada sofre alterações significativas, assim como nos países com quotas obrigatórias, Bélgica e Roménia. Na maioria desses países, a remuneração da electricidade a partir do biogás varia de acordo com o tamanho da instalação, com o tipo de resíduos e tipo de biogás utilizado (por exemplo, aterro ou estação de tratamento).

Na Áustria, as tarifas bonificadas pagas a produtores com instalações autorizadas até finais de 2004 e 2007 é relativamente alto, sendo que o objectivo é apoiar aplicações agrícolas de pequena escala, em comparação instalações centralizadas de larga escala, o mesmo argumento se aplica à Alemanha. Além do sistema de tarifa bonificada austríaca e alemã, na Bélgica, Itália e Reino Unido os sistemas de quotas obrigatórias baseados em certificados verdes negociáveis estão entre os mais caros. Alguns EMs têm níveis de apoio bem adaptados aos custos de geração.

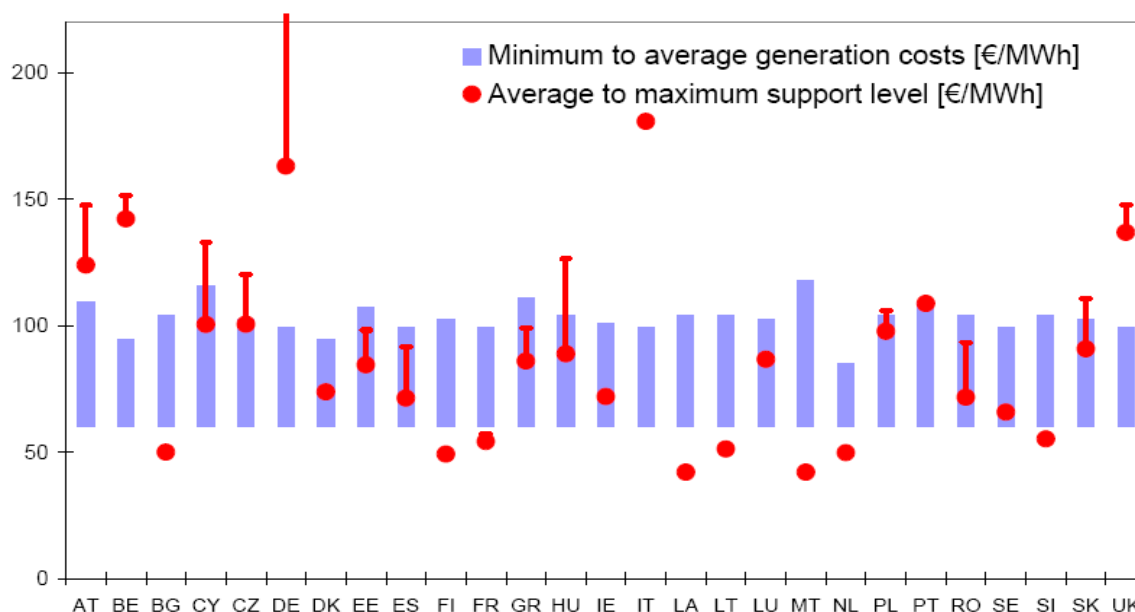


Figura 67 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo ao biogás na UE-27 (tarifas médias são indicativas) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);

A eficácia das políticas de promoção da produção de energia a partir do biogás em toda a UE-27 continua a ser muito baixa. O maior crescimento neste domínio entre 1998 e 2006 verificou-se na Alemanha onde o regime de apoio é baseado na tarifa bonificada e no Reino Unido com regime de quotas obrigatórias baseado em certificados verdes. No ano de 2006, os maiores crescimentos foram na Grécia, seguida pela Alemanha e Áustria. As alterações dos regimes de apoio para o

sistema de quotas obrigatórias na Filândia e na Suécia não desencadearam investimentos em instalações de produção de biogás. O mesmo aconteceu na Irlanda, em que o regime de concurso foi substituído pela tarifa bonificada em 2006 e o biogás não foi considerado como opção para o aumento de produção de E-FER (ver Figura 68).

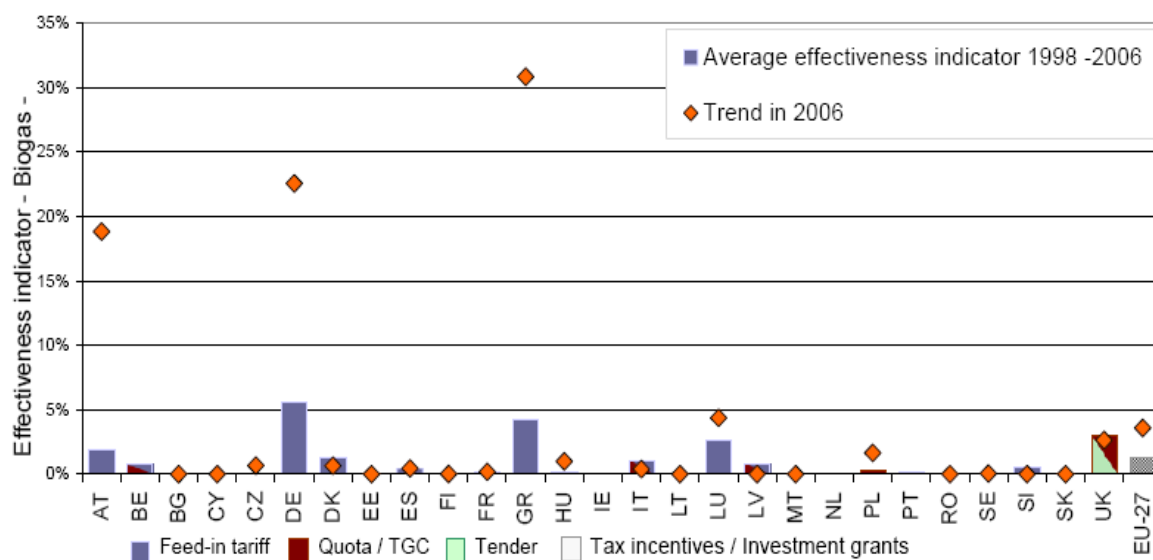


Figura 68 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de biogás no período 1998 – 2006 na UE-27, incluindo a tendência para 2006 (Sec (2008) 57, 2008);

4.3.3 Biomassa Florestal

A energia produzida a partir de biomassa florestal apresenta grandes diferenças nos custos de produção. A diferença dos custos de produção entre os EMs é em parte devido ao tamanho da instalação, assim como a aplicação co-incineração a baixo custo. No entanto, em contraste com a energia produzida a partir de biogás, os regimes de apoio à energia produzida a partir de biomassa florestal existentes são considerados suficientes em mais de dois terços dos EMs.

Pela análise da Figura 69, no caso dos regimes de apoio para a energia produzida a partir de biomassa florestal, não é claro qual o mais eficiente, se o sistema de tarifa bonificada ou o sistema de quotas obrigatórias baseado em certificados verdes.

Alguns EMs, como a Grécia, Luxemburgo, Estónia, Suécia proporcionam um nível de suporte que é bastante próximo dos custos de produção, oferecendo assim um lucro moderado às instalações com a melhor relação custo-eficiência.

À semelhança do que acontece no caso da produção de energia a partir de biogás, na Áustria e Alemanha o sistema de regime de tarifas bonificadas aparece com um valor elevado, com o intuito

de financiar instalações de pequena e média dimensão menos económicas. O mesmo acontece em países com regime de quotas obrigatórias.

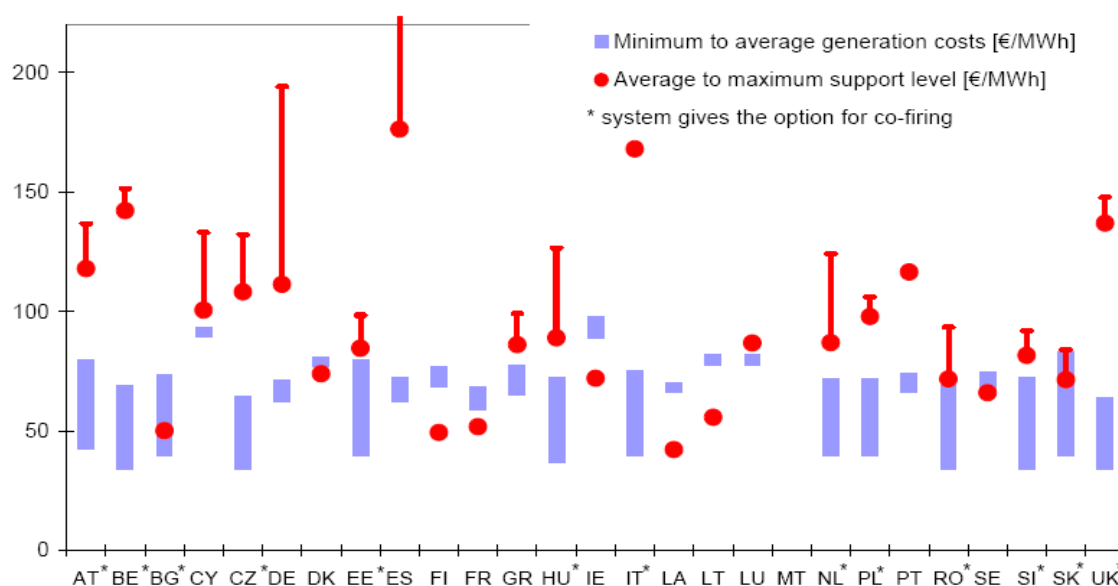


Figura 69 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à produção de energia a partir de biomassa florestal na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);

Em vários EMs, a biomassa florestal representa uma das fontes de E-FER mais barata, logo é lógico que esse facto seja preponderante na atracção de investimentos em países cujos regimes de apoio não são direccionados para nenhuma tecnologia específica, entre os quais, incentivos fiscais e o sistema de quotas obrigatórias baseado em certificados verdes. Exemplo deste facto é a Filândia, Holanda e Suécia, cujos investimentos se concentraram na tecnologia de menor custo (consultar a Figura 70).

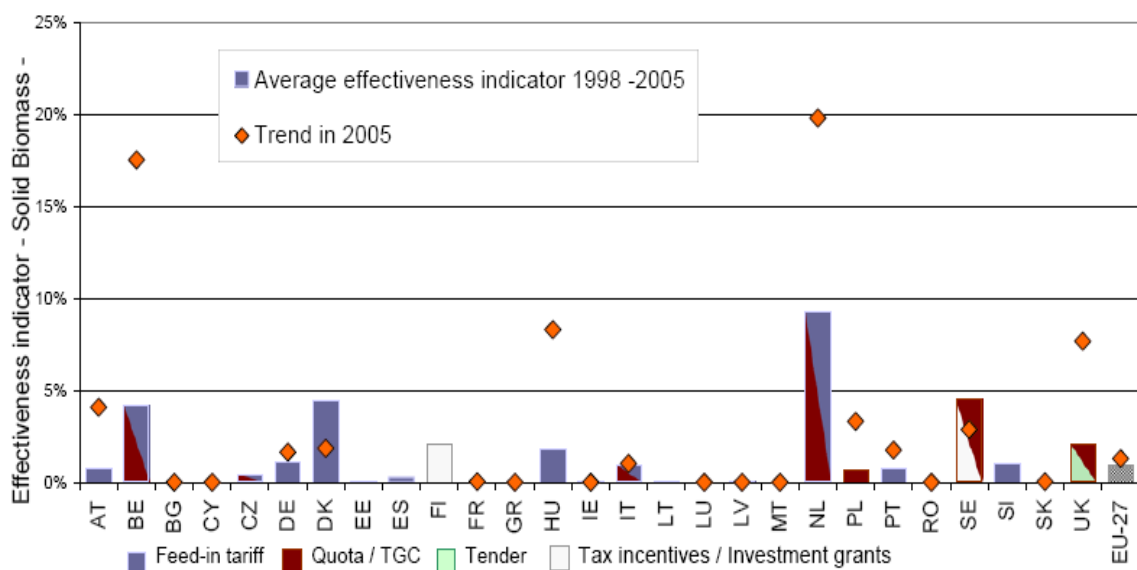


Figura 70 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia a partir da biomassa florestal no período 1998 – 2005 na UE-27, incluindo a tendência para 2005 (Sec (2008) 57, 2008);

No entanto convém salientar a importância do sector florestal na economia nacional, em países como a Finlândia e a Suécia, desempenhando um papel importante no desenvolvimento da produção de energia a partir de biomassa. A grande quantidade de resíduos de madeira resultantes da actividade económica provoca uma redução dos custos de exploração.

A maior barreira para o desenvolvimento deste sector, em muito casos são as infra-estruturas, apesar de nos novos EMs o potencial de produção de E-FER a partir de biomassa ser elevado, esse potencial não se concretizou no período analisado.

4.3.4 Mini-Hídrica

Os regimes de apoio para a produção de energia a partir das mini-hídricas é incipiente em cerca de um terço dos EMs, os regimes existentes são demasiado baixos para incentivar investimentos, enquanto que nos restantes dois terços os mecanismos cobrem metade ou mais de metade dos custos de produção.

A Itália e a Polónia são os países da UE-27 que têm maior apoio em relação aos custos de produção, ambos com sistema de quotas obrigatórias baseados em certificados verdes. Pela análise da Figura 71, os países que têm regimes de apoio bem ajustados aos custos de produção, são a República Checa, França, Grécia e Alemanha.

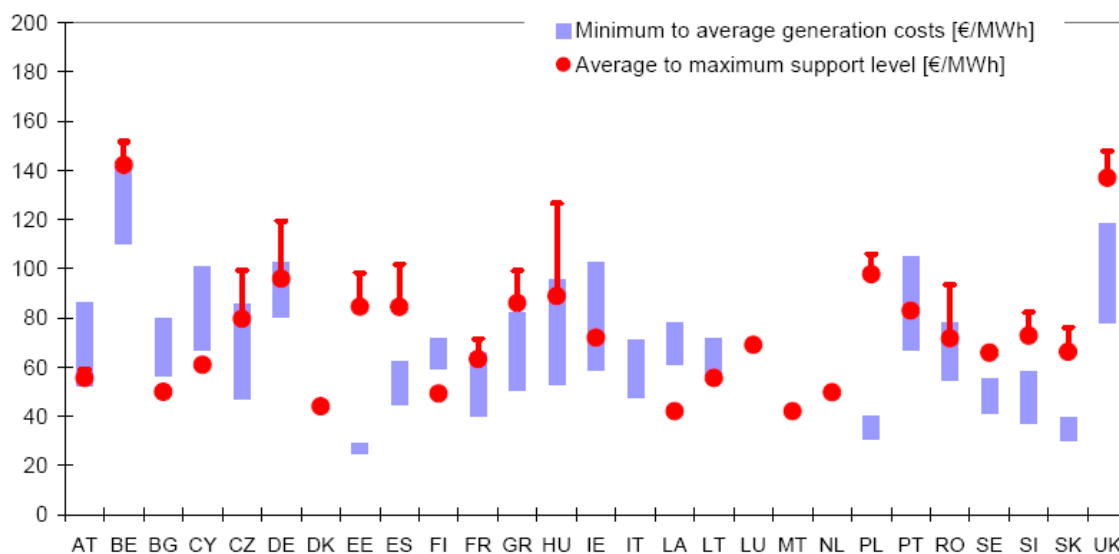


Figura 71 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à produção de energia a partir de mini-hidricas na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);

A Alemanha e a Grécia são os EMs que apresentam maior eficácia, ambos com regimes de apoio baseados em regimes de tarifa bonificada. Na Alemanha o maior *input* de implantação aconteceu em 2005. E a Polónia é o país com maior eficácia da UE-27, apesar do custo da energia produzida a partir de mini-hidricas (ver Figura 72).

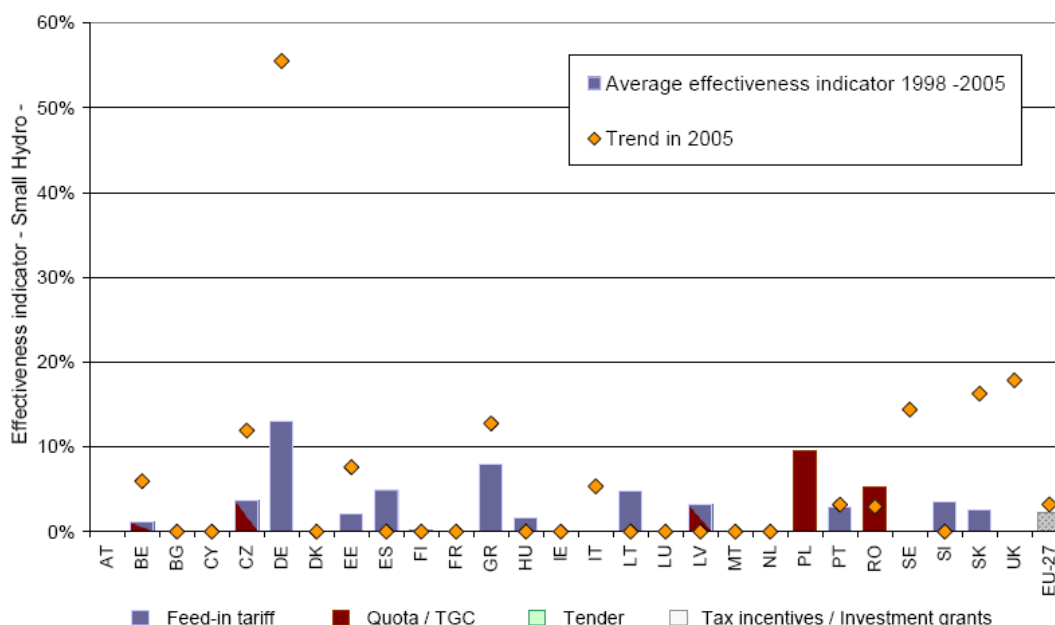


Figura 72 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia a partir de mini-hidricas no período 1998 – 2005 na UE-27, incluindo a tendência para 2005 (Sec (2008) 57, 2008);

4.3.5 Fotovoltaica

Nos últimos anos os custos de produção da energia fotovoltaica sofreram uma redução em cerca de 10-20%, na UE27. A Figura 73 demonstra que apesar da redução dos custos, os regimes de apoio facultados são muito baixos para fomentar investimento na energia produzida a partir de painéis fotovoltaicos, na maioria dos EMs. Os países com níveis de apoio que cobrem o custos de produção médios são a República Checa, França, Grécia, Itália, Portugal e Espanha. Os regimes de apoio nestes EMs são o sistema de tarifa bonificada ou tarifa premium. O incentivo ao investimento em países onde os regimes de apoio têm por base o sistema de quotas obrigatórias ou os incentivos fiscais é muito baixo, dado que estes sistemas promovem tecnologias mais disponíveis no mercado.

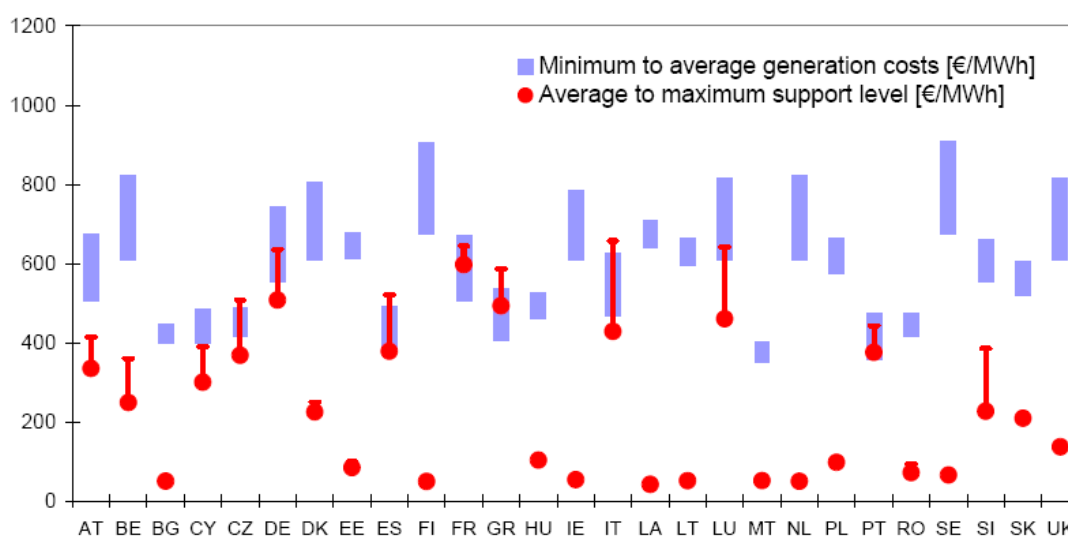


Figura 73 – Gamas de preço (média de apoio máximo) para o apoio directo à produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos na UE-27 (tarifas médias são indicativos) comparados com os custos marginais de produção a longo prazo (mínimo de custos médios). Os regimes de apoio são normalizados para 15 anos (Sec (2008) 57, 2008);

Através da Figura 74 é possível visualizar que apesar de a Alemanha, Itália, Portugal e Espanha beneficiarem de regimes de apoio relativamente estáveis, só a Alemanha se pode orgulhar de ter tido um incremento significativo na produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos. Isto também se deve ao facto de os restantes países apresentarem tarifas especiais para o fotovoltaico recentemente.

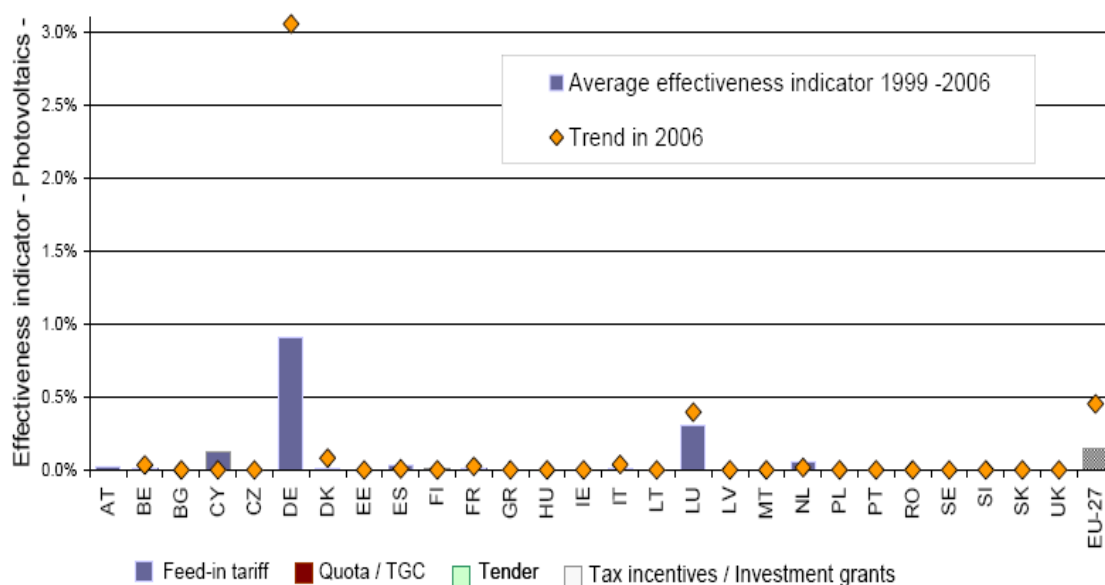


Figura 74 – Eficácia dos regimes de apoio para a produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos no período 1998 – 2006 na UE-27, incluindo a tendência para 2006 (Sec (2008) 57, 2008);

4.4 REGIMES DE APOIO À MICROGERAÇÃO EM PORTUGAL

Os regimes de apoio preconizados pelo Estado português à microgeração a partir de E-FER foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º363/2007 de 2 de Novembro. O diploma estabelece uma tarifa remuneratória bonificada base de 650 €/MWh que foi aplicada no ano de 2008 e esta varia consoante a fonte de energia usada ou a combinação destas, como se encontra exposto na § 1.1. Esta é válida para os primeiros 10 MW de potência de ligação registada, a nível nacional (Continente e Regiões Autónomas), e por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a tarifa de referência é sucessivamente reduzida em 5%. Paralelamente aplicam-se os seguintes benefícios fiscais à microgeração:

- Taxa de IVA intermédia (12%) aplicável aos equipamentos de energias renováveis;
- Dedução à colecta de 30% das importâncias dispendidas com a aquisição de equipamentos novos de ERs (e cogeração com microturbinas a gás natural), com o limite de 796 € (em 2009, valor actualizado no Orçamento de Estado anual), acumulável com outros benefícios (e.g. empréstimo à habitação);
- Rendimentos da microgeração até 5.000€ por ano ficam excluídos de tributação em sede de IRS;

- Redução do IRC anual, acumulável com outros benefícios em equipamentos de energia solar cujo período mínimo de vida útil é de 4 anos para os equipamentos, e amortização do investimento.

A Figura 75 ilustra a comparação entre tarifas remuneratórias bonificadas aplicadas às E-FER aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 225/2007 e a tarifa base do Decreto-Lei n.º 363/2007 e esta demonstra que a tarifa base do regime bonificado aplicada à microgeração é manifestamente superior. No primeiro diploma, a tecnologia mais beneficiada são os painéis fotovoltaicos com uma tarifa de 470 €/kWh.

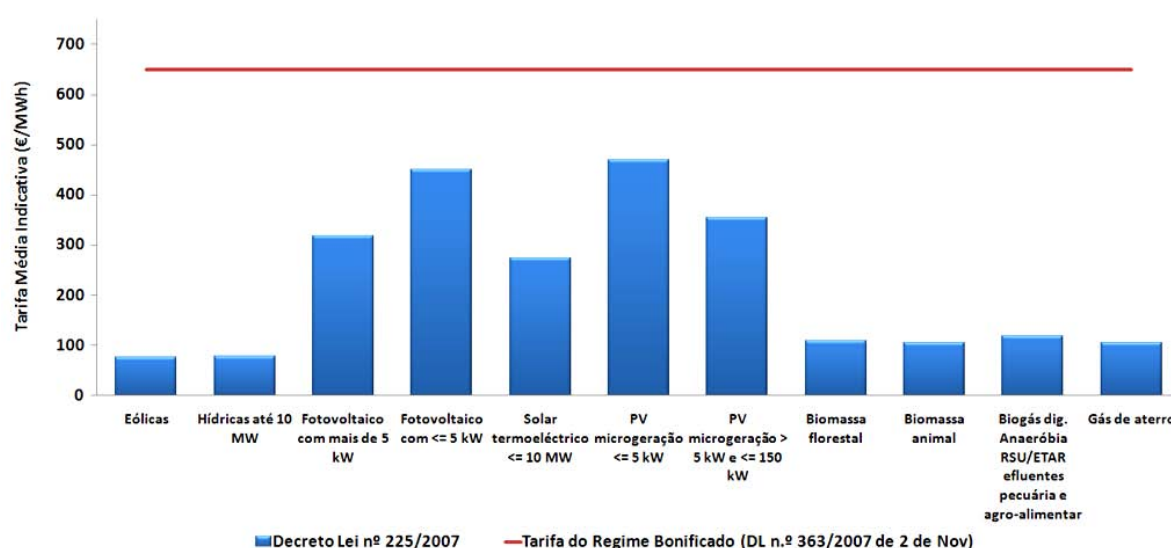


Figura 75 – Comparação entre tarifas remuneratórias bonificadas aplicadas às E-FER aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 225/2007 e a tarifa base do Decreto-Lei n.º 363/2007;

A Figura 76 e Figura 77 ilustram o período de retorno (PR) do investimento efectuado em tecnologias de microgeração – painéis fotovoltaicos e eólicas. O cálculo do indicador incluiu as tarifas bonificadas previstas no Decreto-Lei n.º 363/2007, Decreto-Lei n.º 225/2007, Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e a tarifa prevista no regime geral no Decreto-Lei n.º 363/2007.

Os resultados obtidos demonstram que o Decreto-Lei n.º 363/2007 apresenta as condições mais favoráveis ao investimento na aquisição de tecnologias de microgeração, dado que contempla PR menores (cerca de 6 a 7 anos) e nos restantes casos o PR, à excepção do Decreto-Lei n.º 225/2007 aplicado aos painéis fotovoltaicos, excede o tempo de vida dos equipamentos de microgeração. A evolução dos incentivos financeiros demonstrou uma sucessiva diminuição do investimento necessário para a aquisição de equipamentos para a produção de E-FER, à excepção da tarifa

bonificada atribuída às micro-eólicas no âmbito do Decreto-Lei n.º 225/2007, neste a tarifa aplicada à eólica de grande escala é igual à tarifa aplicada na micro-eólica (Alves, et al., 2008).

No cálculo do PR foram previstas as diferentes condições dos benefícios estatais, nomeadamente o benefício fiscal aplicado na aquisição dos equipamentos, que é definido anualmente no âmbito do Orçamento de Estado (consultar cálculos efectuados no Anexo 2) (Alves, et al., 2008). Os resultados obtidos na Figura 76 e na Figura 77 tiveram em conta os seguintes custos de investimento e da energia anual produzida:

- Painéis fotovoltaicos: 6500 €/kW; 1.400 kWh/kW;
- Eólica: 5000 €/kW; 800 kWh/kW.

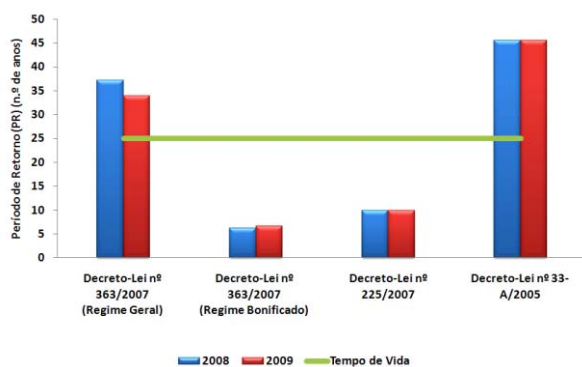


Figura 76 – Período de retorno médio dos painéis fotovoltaicos em Portugal (adaptado de Alves, 2008);

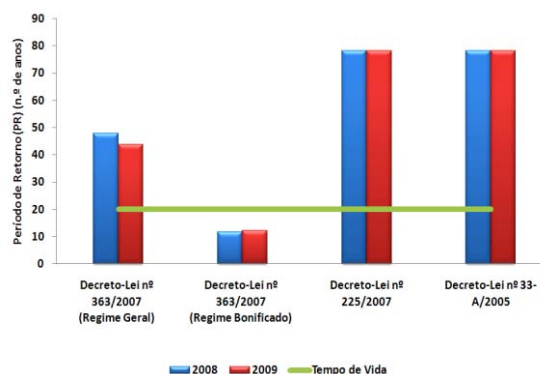


Figura 77 – Período de retorno médio da micro-eólicas em Portugal (adaptado de Alves, 2008);

O Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro veio impulsionar a microgeração em Portugal, promoveu a iniciativa empresarial nesta área, ainda que os resultados estejam aquém das metas propostas para 2010. Neste sentido pretende-se verificar se os regimes de apoio são um factor determinante no incremento da penetração da microgeração recorrendo a E-FER.

Neste contexto, um estudo realizado em 2003 pelo The European Opinion Research Group demonstra que os cidadãos europeus não estão dispostos a pagar mais pela electricidade verde em detrimento da energia produzida a partir de combustíveis fósseis (ver a Figura 78), segundo o mesmo estudo, Portugal representa o país da UE-15 com menor disponibilidade para pagar mais pela electricidade produzida a partir de ERs sendo os consumidores mais disponíveis para pagar pela electricidade verde os dinamarqueses (Morthorst, et al., 2005).

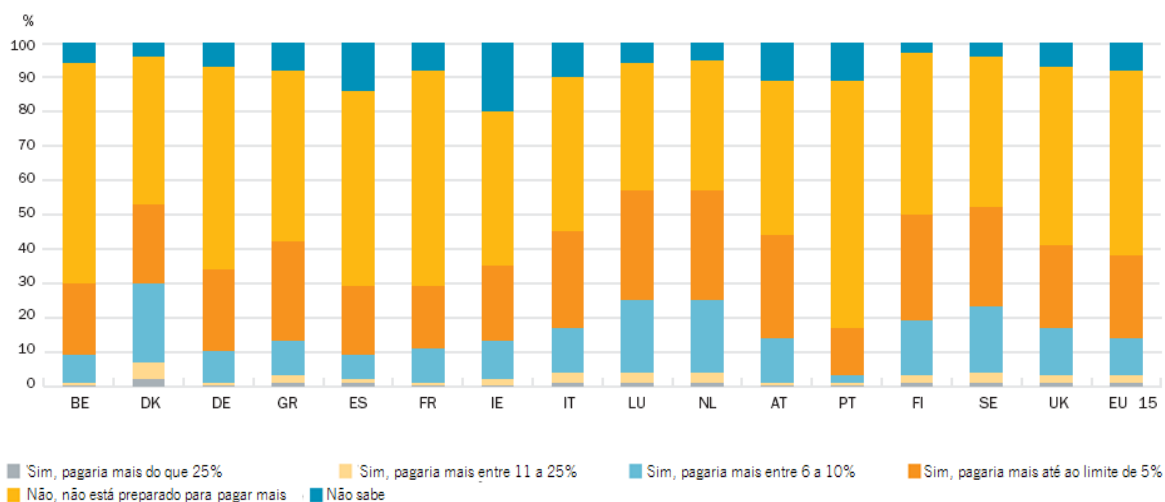


Figura 78 – Resultados do inquérito efectuado a nível europeu relativo a disponibilidade para pagar mais pela E-FER: "Estaria disposto a pagar mais pela E-FER do que para energia produzida a partir de outras fontes? (Se sim) Quanto é que está disposto a pagar a mais?" (Morthorst, et al., 2005);

Apesar da electricidade produzida a partir de E-FER ser cada vez mais competitiva com a electricidade produzida recorrendo a combustíveis fósseis, é necessário recorrer aos regimes de apoio para apoiar a proliferação das tecnologias de produção de E-FER até que os custos ambientais sejam totalmente internalizados ou o desenvolvimento tecnológico promova a competitividade com as fontes convencionais sem considerar as externalidades. Neste sentido os regimes de apoio representam um esforço na diferenciação da electricidade produzida a partir de E-FER e permitem corrigir as insuficiências do sistema energético promovendo a segurança do abastecimento rumo à alteração do paradigma de produção de energia. A microgeração é mais um meio para atingir um fim comum e acresce o facto de funcionar como um elemento para alterar padrões e comportamentos de consumo.

Na Tabela 6 são apresentadas as condições de atribuição da tarifa bonificada em microgeração a partir de E-FER para o ano base 2008 em Portugal, Espanha, Alemanha, Itália e Grécia. O país que dispõe da tarifa remuneratória bonificada para um maior intervalo de tempo é Espanha com um total de 25 anos. A legislação vigente em Portugal nesta matéria atribui a remuneração mais elevada à electricidade produzida a partir de painéis solares, e a análise efectuada será com base nesta tecnologia. Dos cinco países Portugal é o que atribui uma remuneração base mais elevada por kWh, 0,65 € (no ano base considerado) no entanto este valor é garantido por cinco anos e no período adicional de dez anos será a tarifa de referência que vigorará a 1 de Janeiro, de cada ano, para as novas instalações a ligar à rede. Simultaneamente Portugal apresenta o segundo valor mais baixo

de limite de potência a instalar na rede, no sentido de preencher os requisitos para ter acesso à tarifa bonificada, neste domínio a Grécia apresenta o valor mais elevado, 100 kWp.

Tabela 6 – Condições de atribuição da tarifa bonificada em microgeração a partir de E-FER para o ano base 2008 (Sousa, et al., 2009);

	Período de garantia da tarifa (anos)	Limite de potência instalada (kWp)	Tarifa Bonificada (€/kWh)
Portugal	5*	≤ 3,68	0,65
Espanha	25	≤ 20	0,34
Alemanha	20	≤ 30	0,43
Itália	20	≤ 3	0,44
Grécia	10	≤ 100	0,40

* Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a tarifa de referência é sucessivamente reduzida em 5%.

A Figura 79 apresenta as receitas obtidas no período de aplicação da tarifa remuneratória bonificada por kW de potência instalada em Portugal, Espanha, Alemanha, Itália e Grécia. O cálculo das receitas tem por base os custos de investimento e da energia anual produzida associado aos painéis fotovoltaicos (6.500 €/kW; 1.400 kWh/kW), considerando as mesmas horas de produção anual que em Portugal e o período de garantia da tarifa em vigor em cada um dos países supramencionados. Os resultados ilustram que a Grécia é o país com menores receitas no final do período de aplicação da tarifa 5.600 €, ou seja ao fim dos 10 anos. Contudo convém salientar que neste país, uma unidade de microgeração pode atingir os 100 kW, o que permite incrementar o valor obtido. No caso de Portugal para além de ser o segundo país que obtém menos receitas por kW instalado (10.201 €), salienta-se o baixo limite de potência instalada, para ter acesso à tarifa bonificada. Dos países analisados, Itália é o país com o maior valor de receitas por kW instalado.

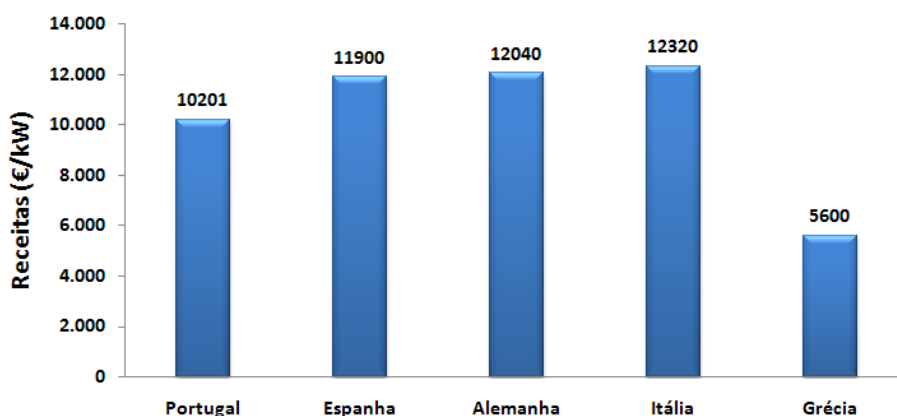


Figura 79 – Receitas referentes ao período de aplicação da tarifa remuneratória bonificada por kW de potência instalado, em Portugal, Espanha, Alemanha, Itália e Grécia (Sousa, et al., 2009);

No âmbito do projecto europeu RE-Xpansion, foi efectuada uma pesquisa que consistia na consulta de vários agentes do sector energético de todos os EM, a qual consistia na classificação de vários regimes de apoio pré-definidos quanto à preferência dos inquiridos. A Figura 80 demonstra que a tarifa remuneratória bonificada reúne maior consenso entre os inquiridos, seguido dos incentivos ao investimento e o sistema de quotas ficou em quarto lugar, na consulta efectuada.

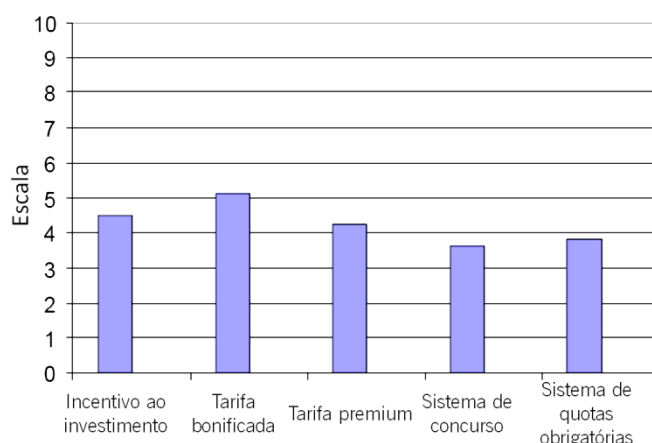


Figura 80 – Classificação dos tipos de regimes de apoio consoante a preferência (Resch, et al., 2007);

A comparação entre os vários regimes de apoio tem demonstrado que não existe um sistema mais eficaz que outro. No entanto foram identificadas características chave que tornam estes instrumentos mais eficazes na promoção de tecnologias de produção de E-FER. A título de exemplo, em países cuja penetração de ERs foi bem sucedida os regimes de apoio vigentes apresentam as seguintes características:

- Autoridade governamental estabelece metas claras e de longo-prazo;
- Período longo na concessão de apoios;
- Nível de apoio suficientemente alto que permite condições atractivas de retorno do investimento;
- Sistema de apoio transparente entre as partes e com baixos custos de transação.

Por outras palavras considera-se um regime de apoio bem sucedido, aquele que for capaz de atrair investidores e instituições financeiras proporcionando confiança suficiente e incentivos financeiros durante um longo período de tempo.

A Figura 81 e a Figura 82 demonstram que a Alemanha é o EM com maior potência instalada de energia eólica e fotovoltaica na UE. Apesar das características climatológicas deste país,

comparado com outros EM, não serem as mais adequadas para estas tecnologias, uma vez que os países mediterrânicos apresentam maior índice de insolação.

Um dos factos que potenciou a penetração da energia eólica na Alemanha foi o facto de esta energia beneficiar de uma tarifa bonificada desde 1991. Posteriormente em 2001, foi instituído o *Acto para a Energias Renováveis* (EEG), desde então as regulamentações publicadas sob a égide deste acto, priorizaram as seguintes questões, o acesso e ligação à rede de distribuição por parte dos produtores de electricidade verde, e posterior transmissão e distribuição. Os tipos de energias abrangidas são a hídrica, eólica, solar, biomassa, biogas (aterros sanitários e estações de tratamento de efluentes líquidos) e geotérmica. O EEG é revisto de dois em dois anos para assegurar a transparência e eficácia dos regimes de apoio em prática. A tarifa bonificada aplicada a estas E-FER é garantida durante 20 anos, no entanto para novas instalações é aplicada uma taxa de regressão, o que promove a aceleração do investimento, no sentido do investidor aproveitar a tarifa mais elevada em vigor. A maior vantagem deste sistema é o facto de a tarifa ser fixa durante o período de tempo suficiente para obter retorno do investimento o que fomenta a confiança dos investidores.

A maior desvantagem da aplicação da taxa de regressão da tarifa bonificada está relacionada com a pouca flexibilidade em adaptar-se às alterações do custo das tecnologias, devido à necessidade de efectuar modificações estruturais do regime de apoio vigente. Além disso, a dificuldade em definir uma taxa de regressão devido à dificuldade em prever qual o grau de aprendizagem tecnológica.

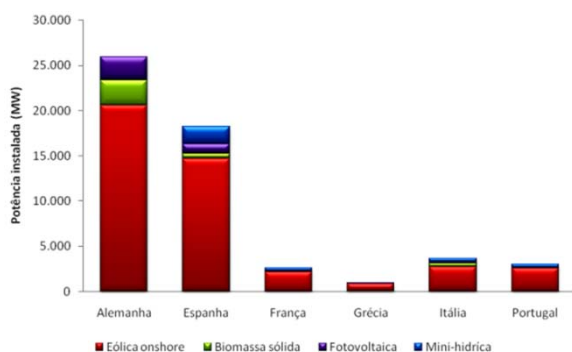


Figura 81 – Potência Instalada de E-FER em 2007 (Council of European Energy Regulators, 2008);

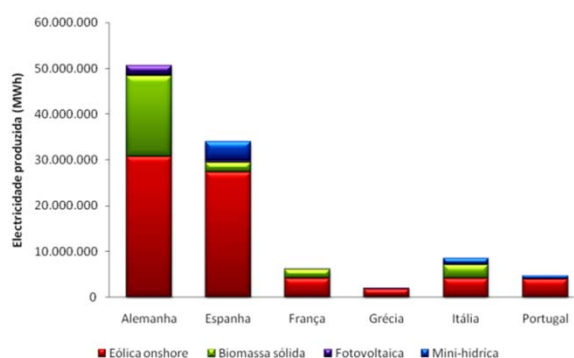


Figura 82 – Electricidade produzida a partir de E-FER em 2007 (Council of European Energy Regulators, 2008);

Ao longo do desenvolvimento deste capítulo ficou patente que os regimes de apoio induzem a penetração de E-FER. No Capítulo 3 foi efectuada a avaliação do impacto da microgeração em

Portugal e tendo em conta os resultados obtidos e as metas preconizadas (50.000 instalações em 2010) concluiu-se que o número de unidades de microgeração com pedido de inspecção em Portugal representa 8,5% dos objectivos estabelecidos.

Acresce a estes dados que no âmbito dos estudos efectuados pelo Eurobarometer, seis acções específicas de eficiência energética foram combinadas num único número (reduzir do aquecimento e / ou ar condicionado; reduzir a iluminação e a utilização de aparelhos domésticos; tomar iniciativas para economizar energia no trabalho; reduzir do uso do carro; mudar para um carro que consuma menos combustível; usar mais os transportes públicos).

A Figura 83 ilustra o número de acções de poupança de energia que os consumidores europeus tinham adoptado em 2005, e verifica-se que os consumidores portugueses são os menos activos na questão das poupanças energéticas.

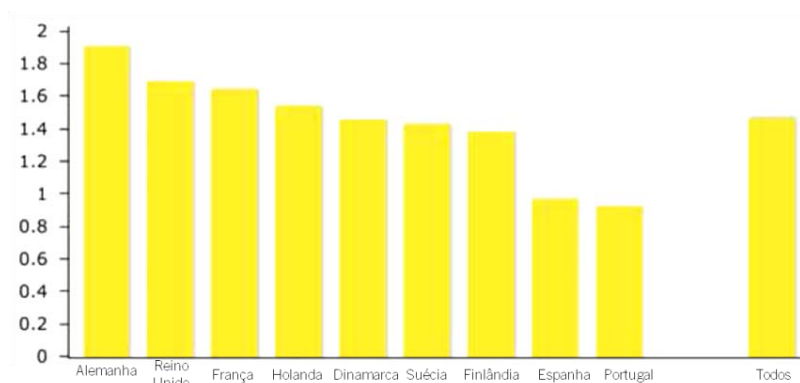


Figura 83 – Acções para reduzir o consumo de energia – média (Logica - Management and Consulting, 2007);

Face a estes dados, e devido ao facto de Portugal ser o país menos disponível para pagar mais por energia produzida a partir de E-FER e o menos activo na implementação de medidas de eficiência energética, leva a concluir que os regimes de apoio poderão ter um papel preponderante no estímulo à microgeração.

Neste contexto para efeitos do presente trabalho foi desenvolvida uma metodologia de avaliação qualitativa do desempenho dos regimes de apoio à microgeração a partir de E-FER em Portugal.

Os indicadores de desempenho considerados na metodologia desenvolvida têm por base a tipologia de barreiras à penetração de E-FER identificadas na bibliografia consultada (Council of European Energy Regulators, 2008), (Resch, et al., 2007); (Jitske, et al., 2009), (Sec (2008) 57, 2008), (DG-

FER, 2004), (Decreto-Lei n.º 363/2007), entre outros). Assim sendo, foram definidos os seguintes indicadores de avaliação:

1. Tipo de Regime de Apoio – Desempenho;
2. Metas claras e de longo prazo;
3. Período de concessão do apoio= Período de garantia da tarifa;
4. Estabilidade da tarifa remuneratória no tempo – Redução Anual;
5. Procedimentos Administrativos:
 - a. Intervalo de tempo disponível para efectuar o registo
 - b. Encargos financeiros decorrentes do processo administrativo da unidade de microgeração;
 - c. Duração do processo de registo, licenciamento inspecção da unidade de microgeração
6. Limite de potência por instalação;
7. Estado de cumprimento da meta estabelecida pelas entidades competentes.











Para cada indicador foram desenvolvidos vários níveis de desempenho, com objectivo de perceber o seu comportamento diferencial, para tal foi aplicada uma gradação de cinco níveis de desempenho de verde a vermelho, cuja pontuação mínima é de 0 e a pontuação máxima é 5. Na Tabela 7 são apresentados os critérios de ponderação dos vários níveis de desempenho.

Tabela 7 – Critérios de ponderação utilizados na avaliação de desempenho dos regimes de apoio à microgeração em Portugal;

Pontuação	Critérios
Entre 4,51 e 5	Desempenho acima de 90 %
Entre 3,76 e 4,50	Desempenho entre 75 % a 90 %
Entre 3,1 e 3,75	Desempenho entre 60 % a 75 %
Entre 2,51 e 3	Desempenho entre 50 % a 60 %
Abaixo de 2,5	Desempenho abaixo de 50 %

A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos no âmbito da avaliação e efectuada e face aos critérios e indicadores seleccionados e o desempenho dos regimes de apoio à microgeração cifra-se nos 52,2%.

Tabela 8 – Avaliação do desempenho dos regimes de apoio à microgeração em Portugal;

Descrição dos Indicadores de análise	Pontuação	
Tipo de Regime de Apoio – Desempenho		
Tarifa Bonificada e Isenções fiscais	5	
Metas claras e de longo prazo		
Horizonte temporal - Abaixo dos 4 anos	2,5	
Período de concessão de apoio = Período de garantia da tarifa		
Entre 5 a 10 anos	3	
Estabilidade da tarifa remuneratória no tempo - Redução anual		
Redução entre 5% a 10%	3	
Procedimentos Administrativos		
Intervalo de tempo disponível para efectuar o registo		
Menos de 10 dias por mês	1,5	
Encargos financeiros decorrentes do processo administrativo da unidade de		
Superior a 350 euros	2	
Duração do processo de registo, licenciamento e inspecção da unidade de		
Mais de 90 dias úteis	2,5	
Limite de potência por instalação		
P _{inst} > 5 kW	2,5	
Estado de cumprimento da meta estabelecida pelas entidades competentes		
Abaixo dos 50 %	1,5	
Desempenho médio dos regimes de apoio à microgeração em Portugal	2,61	

Relativamente à avaliação dos regimes de apoio em vigor para a microgeração salienta-se que as metas designadas para a microgeração em Portugal não são muito claras e acima de tudo são pouco ambiciosas. Os objectivos traçados nas “Novas metas de 2007” fixou-se nas 50.000 instalações para 2010 e o PNAEE estabeleceu objectivo de 58.100 instalações (165 MW) em 2015, o que demonstra que as metas propostas não promovem de forma significativa o potencial de poupança de energia associado à produção de energia recorrendo a equipamentos de pequena escala, daí que seria desejável uma nova meta que impulsione de forma mais intensa a poupança de energia e consequentemente promova de forma significativa a redução de emissões de GEE.

No entanto salienta-se, que o principal regime de apoio praticado em Portugal – Tarifa Bonificada – tem sido aplicado em vários EMs (ex. Alemanha, Espanha, Itália) com assinalável sucesso, tendo em conta a elevada internalização de energia proveniente de ERs. Realça-se ainda que na consulta efectuada aos principais agentes do sector energético europeu no âmbito do projecto Europeu RE-Xpansion se verifica um consenso alargado no uso deste regime de apoio na maximização da energia produzida a partir de E-FER.

Uma das insuficiências a apontar no caso nacional e que de alguma forma explica o insucesso relativo da medida face aos outros EMs é o período de concessão da tarifa remuneratória esta é garantida apenas por 5 anos, intervalo de tempo manifestamente reduzido (ex., Alemanha com 20 anos de garantia da tarifa bonificada).

O acesso à microgeração em regime bonificado é fortemente dificultado devido por um lado ao intervalo de tempo disponível para efectuar o registo no SRM, que é em média um dia por mês e por outro a potência disponível para registar é limitada a 2 MW. Sendo que os encargos financeiros decorrentes do processo administrativo podem ultrapassar os 400 €, cerca de 90% do ordenado mínimo nacional e este poderá ter uma duração superior a 4 meses entre o registo, licenciamento e entrada da instalação em exploração.

5. CONCLUSÕES

A microgeração afigura-se como uma alternativa ao suprimento das necessidades energéticas dos nacionais Sectores dos Serviços e Doméstico, esta pode vir a representar uma alteração do paradigma energético e da forma como as redes de transporte e distribuição de electricidade são encaradas na actualidade.

Entre os vários benefícios decorrentes da microgeração salientam-se a produção de energia eléctrica com demarcada eficiência, próxima do local de consumo final, redução das perdas por transporte e distribuição de electricidade na rede e promoção da redução das emissões de GEE. Acresce a estas vantagens a possibilidade de aproveitamento da energia térmica libertada na produção de electricidade.

Neste contexto, na última década assistiu-se a um aumento do consumo de energia eléctrica em BT, nos sectores Doméstico e dos Serviços em Portugal de 73% o que se traduziu num acréscimo de cerca de 10 mil milhões de KWh, esta tendência está associada à alteração dos padrões de conforto por parte dos consumidores e à dinâmica construtiva verificada no mesmo período.

Entre 1995 e 2007 o número de alojamentos em Portugal sofreu um acréscimo de 26%, este incremento foi acompanhado pelo aumento do número de consumidores de electricidade em BT, actualmente o universo de consumidores é de aproximadamente 6.000.000.

Mas apesar do potencial de poupança associado à produção de electricidade em pequena escala o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro impôs a meta de 50.000 instalações de microgeração em 2010 que significa por um lado 0,8% do universo dos possíveis microprodutores e por outro o contributo na poupança de energia eléctrica produzida a partir de combustíveis fósseis em Portugal poderá atingir no máximo 1,1%.

No entanto, a manter-se a tendência actual estima-se que em 2010 se encontrem ligadas à rede cerca de 20% das 50.000 instalações, o que significa uma poupança de energia eléctrica a nível nacional de cerca de 0,1% e consequentemente representa um potencial de redução de emissões de GEE de 0,015%.

Embora, a legislação nacional preconize para o regime bonificado uma tarifa remuneratória base de 0,65 €/kWh para a electricidade injectada na rede proveniente das instalações de microgeração com potência instalada até 3,68 kW, este factor por si só tem revelado ser insuficiente uma vez que os resultados demonstram um não cumprimento da meta pré-estabelecida.

Entre as barreiras apontadas à implementação da microgeração a partir de E-FER em Portugal salientam-se, o limite de potência instalada de cada unidade de microprodução, o funcionamento deficiente do SRM, o reduzido período de garantia da tarifa remuneratória, custo elevado das tecnologias e as metas desajustadas comparativamente ao potencial da microgeração em Portugal.

Conclui-se que nas condições actuais em termos de custo das tecnologias de microgeração a partir de E-FER e o preço de compra da electricidade na rede é inviável a aposta nesta solução sem recorrer a apoios. Uma vez que foi calculado o PR do investimento efectuado em tecnologias de microgeração – painéis fotovoltaicos e micro-eólicas – aplicando as tarifas de remuneração bonificadas previstas no Decreto-Lei n.º 363/2007, no Decreto-Lei n.º 225/2007, no Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e a tarifa prevista no regime geral no Decreto-Lei n.º 363/2007.

Os resultados obtidos demonstraram que o Decreto-Lei n.º 363/2007 apresenta as condições mais favoráveis ao investimento na aquisição de tecnologias de microgeração, dado que contempla PR menores (cerca de 6 a 7 anos) e nos restantes casos o PR, à excepção do Decreto-Lei n.º 225/2007 aplicado aos painéis fotovoltaicos, excede o tempo de vida dos equipamentos de microgeração.

Tendo em conta os dois pontos anteriormente expostos pode-se inferir que a microgeração é um investimento com um risco associado assinalável. Como se depreende de um estudo realizado à escala europeia, os consumidores portugueses são os menos disponíveis para pagar mais por electricidade produzida a partir de E-FER e simultaneamente os menos activos na implementação de acções que promovam a eficiência energética, daí que o papel dos regimes de apoio para estimular a microgeração a nível nacional deve ser majorado for forma a cumprir as metas pré-estabelecidas.

Neste sentido é efectuada uma caracterização dos regimes de apoio existentes na UE com o intuito de identificar as características chave que funcionam como elemento facilitador da penetração das tecnologias de produção de energia a partir de fontes renováveis. O objectivo desta análise é perceber quais as insuficiências dos mecanismos de apoio à microgeração vigentes em Portugal e em que medida estes podem ser melhorados.

Apesar do principal regime de apoio praticado em Portugal – Tarifa Bonificada – ter um grande sucesso em vários EMs (ex. Alemanha, Espanha e Itália), pela internalização de energia proveniente de ERs, a concepção do mesmo não cumpre requisitos chave preconizados para um sucesso no panorama nacional, uma das insuficiências identificadas é período de garantia da tarifa remuneratória bonificad, que em Portugal esta se mantém por apenas 5 anos o que é

manifestamente pouco comparado com outros EMs (ex., Alemanha com 20 anos de garantia da tarifa bonificada).

O desenvolvimento das ER no panorama europeu reveste-se cada vez mais de importância estratégica pela redução da dependência de combustíveis fósseis, e nesse prisma a microgeração em termos teóricos afigura-se como o caminho mais lógico a seguir. Contudo o presente das tecnologias de microgeração é ainda incipiente para um suprimento total das necessidades energéticas do microprodutor. Cabe aos instrumentos governamentais fomentar o interesse por esta nova forma de produzir/consumir energia salvaguardando a viabilidade futura de uma aposta de maior envergadura neste sector. Apenas uma maximização dos índices de eficiência das tecnologias de microprodução, nomeadamente o fotovoltaico e o micro eólico, poderá permitir um menor índice de risco e um menor período de retorno do investimento aos potenciais microprodutores.

6. REFERÊNCIAS

6.1 BIBLIOGRAFIA

- **Agência Portuguesa do Ambiente (APA). 2010.** *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990-2008*. Lisboa: Agência Portuguesa do Ambiente (APA), 2010.
- **Alves e R. 2008.** Mudança do Paradigma Energético: Microgeração em Portugal. Lisboa: Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para a obtenção de Grau de Mestre em Engenharia do Ambiente, perfil Gestão e Sistemas Ambientais, 2008.
- **Certiel. 2009.** Boletim nº 29 | Julho-Setembro/2009. Lisboa : Certiel - Associação Certificadora de Instalações Eléctricas; Direcção de Qualidade, Recursos e Inovação, Novembro de 2009.
- **COM (2000) 88 . 2000.** Políticas e medidas da UE para a redução das emissões de gases com efeito de estufa: Rumo a um programa europeu para as alterações climáticas (ECCP). Bruxelas : Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, 8 de Março de 2000.
- **COM (2000) 88. 2000.** Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu sobre políticas e medidas da UE para a redução das emissões de gases com efeito de estufa: Rumo a um programa europeu para as alterações climáticas (ECCP). Comissão das Comunidades Europeias, 8 de Março de 2000.
- **COM (2001) 580. 2001.** Aplicação da Primeira Fase do Programa Europeu para as Alterações Climáticas. Comissão das Comunidades Europeias, 23 de Outubro de 2001.
- **COM (2001) 581. 2001.** Proposta de Directiva relativa ao Comércio de Emissões. Comissão das Comunidades Europeias, 23 de Outubro de 2001.
- **COM (2002) 415. 2002.** Promoção da Cogeração baseada na Procura de Calor Útil no Mercado Interno da Energia. Comissão das Comunidades Europeias, 22 de Julho de 2002.
- **COM (2003) 403. 2003.** Proposta de Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho que altera a Directiva relativa à criação de um Regime de Comércio de Licenças de Emissão de GEE na Comunidade, no que diz respeito aos mecanismos baseados em projectos do Protocolo de Quioto . Comissão das Comunidades Europeias, 23 de Julho de 2003.
- **COM (2005) 35. 2005.** Ganhar a Batalha Contra as Alterações Climáticas Globais. Comissão das Comunidades Europeias, 09 de 02 de 2005.
- **COM (2006) 105. 2006.** Livro Verde - Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura. Comissão das Comunidades Europeias, 8 de Março de 2006.
- **COM (2006) 265. 2005.** Livro Verde sobre eficiência energética - Fazer mais com menos. Comunidades Europeias, 22 de Junho de 2005.
- **COM (2006) 545. 2006.** Plano de Acção para a Eficiência Energética: Concretizar o Potencial. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, 2006.
- **COM (2006) 848. 2007.** Roteiro das Energias Renováveis Energias Renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável. Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu, 10 de Janeiro de 2007.

- **COM (2007) 1. 2007.** Uma política energética para a Europa. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, 10 de Janeiro de 2007.
- **COM (2007) 140. 2007.** Livro Verde sobre instrumentos de mercado para fins da política ambiental e de políticas conexas. Comissão das Comunidades Europeias, 28 de Março de 2007.
- **COM (2007) 2. 2007.** Limitar as alterações climáticas a 2°C - Opções políticas para a UE e o mundo em 2020 e para além desta data. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, 10 de Janeiro de 2007.
- **COM (2008) 772. 2008.** Eficiência Energética: Atingir o objectivo de 20%. *Comunicação da Comissão.* Comissão das Comunidades Europeias, 13 de Novembro de 2008.
- **COM (2008) 780. 2008.** Proposta de Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa ao desempenho energético dos edifícios. Comissão das Comunidades Europeias, 13 de Novembro de 2008.
- **Comité Executivo Comissão para as Alterações Climáticas. 2009.** *Memorando do Estado de Cumprimento do Protocolo de Quioto: Ano 2009.* Lisboa : Cumprir Quioto, 2009.
- **Council of European Energy Regulators. 2008.** Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in EU. Brussels. CEER - Council of European Energy Regulators; 10 de December de 2008.
- **Decreto-Lei n.º 172/2006. 2006.** Bases da Organização e Funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional. Ministério a Economia e Inovação, 23 de Agosto de 2006. Diário da República 1ª Série n.º 162.
- **Decreto-Lei n.º 23/2010. 2010.** Regime jurídico e remuneratório aplicável à energia eléctrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração. Lisboa : Ministério da Economia, Inovação e Desenvolvimento, 2010. Diário da República n.º 59, Série I.
- **Decreto-Lei n.º 29/2006. 2006.** Quadro Organizativo do Sistema Eléctrico Nacional. Diário da República. Lisboa : Ministério da Economia e da Inovação, 15 de Fevereiro de 2006. Vols. 1ª Série-A nº 33.
- **Decreto-Lei n.º 363/2007.** Regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência. Ministério da Economia e Inovação; Diário da República, 1ª série - nº 211.
- **Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril.** Transforma a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e aprova os respectivos Estatutos. Ministério do Ultramar. Lisboa : Diário da República nº 86 Série I.
- **Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais. 2008.** Prospectiva e Planeamento - Economia e Ambiente. Lisboa : Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, 2008. Vol. 15.
- **DGEG. 2007.** Balanços Energéticos Nacionais. Direcção Geral de Energia e Geologia, 2007.
- **Balanços Energéticos para o período de 1990 a 2008. 2010.** Lisboa : Direcção Geral de Energia e Geologia, 2010.
- **Tarifas da Rede Eléctrica Nacional, 1980-2008. 2009.** DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia, 2009.

- **DG-FER. 2004.** *Roadmapping of the paths for the Introduction of Distributed Generation in Europe.* ALTENER Programme. DG-FER - Distributed Generation Future Energy Resources, 2004.
- **Directiva 2001/77/CE. 2001.** Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 21 de Setembro de 2001 relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade. Jornal Oficial das Comunidades Europeias, 27 de Setembro de 2001.
- **Directiva 2002/91/CE. 2002.** Directiva 2002/91/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 16 de Dezembro de 2002 relativa ao desempenho energético dos edifícios. Jornal das Comunidades Europeias, 16 de Dezembro de 2002.
- **Directiva 2004/8/CE. 2004.** Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de Fevereiro de 2004 relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE. Jornal das Comunidades Europeias, 11 de Fevereiro de 2004.
- **Directiva 2006/32/CE. 2006.** Directiva 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos e que revoga a Directiva 93/76/CEE do Conselho. Jornal Oficial da União Europeia, 5 de Abril de 2006.
- **Directiva 2009/28/CE. 2009.** Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE. Jornal Oficial da União Europeia, 23 de Abril de 2009.
- **ERSE. 2009.** ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. 2009. www.erse.pt.
- **European Commission. 2009.** Climate Change? What is it all about? An introduction for young people. Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2009.
- **European Environment Agency (EEA). 2009.** Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2009. *Tracking progress towards Kyoto targets.* Copenhagen, 2009.
- **European Environment Agency. 2008.** *Energy and Environment Report.* Luxembourg. Gabinete das Publicações Oficiais da Comunidade Europeia, 2008.
- **Eurostat. 2010.** Statistics Database. European Commission. 30 de Maio de 2010.
- **Gabinete de Estratégia e Estudos. 2010.** Indicadores da Actividade Económica da Inovação e do Desenvolvimento Ministério da Economia. Lisboa , 28 de Maio de 2010.
- **Guerra, I., Mateus, A. e Portas, N. 2007.** Relatório 1 - Diagnóstico de Dinâmicas e Carências Habitacionais: Instituto da Habitação e da Reabilitação Urbana, 2007.
- **INE. 2009.** Estatísticas da Construção e Habitação - 2008. INE - Instituto Nacional de Estatística, I.P., 2009.
- **Infraestruturas e Acessibilidades - Electricidade. 2008.** O Sector Eléctrico. 2008.
- **Jitske, B., Van Ommen, R. e Verheij. 2009.** System Integration of Distributed Generation - Renewable Energy Systems in Different European Countries. Arnhem. KEMA Consulting. Janeiro de 2009.

- **Lobo, A., et al. 2007.** Ambiente, Inovação e Competitividade da Economia. Lisboa. Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais, Maio de 2007.
- **Logica - Management and Consulting. 2007.** Transformar a preocupação em acção: Eficiência Energética e o Consumidor Europeu - O caso de Portugal. Lisboa. Logica - Management and Consulting, 2007.
- **Lopes, Myriam. 2004.** Alterações Climáticas: Avaliação Económica na Decisão Política. Aveiro. Tese de Doutoramento apresentada no Departamento de Ambiente e Ordenamento do Território da Universidade de Aveiro para obtenção de Grau de Doutor em Ciências do Ambiente, 2004.
- **Mangas, Rui. 2009.** Redes de Distribuição de Energia com Microgeração - Avaliação do Impacto de diferentes condições de Licenciamento. Porto. Dissertação apresentada na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto para a obtenção de Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia, 2009.
- **Ministério da Economia e da Inovação. 2007.** *Energia e Alterações Climáticas - Mais Investimento, Melhor Ambiente*, 2007.
- **Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional. 2009.** Políticas para as Alterações Climáticas. Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, 2009.
- **Morthorst, P.E., et al. 2005.** Support Schemes for Renewable Energy - A comparative Analysis of payment mechanisms in the UE. EWEA - European Wind Energy Association, relatório publicado no âmbito do projecto RE-Xpansion financiado pelo programa Altener (Refª: 4.1030/Z/02-054/2002), 2005.
- **Oliveira, Fernando e Calau, Paulo. 2008.** Relatório de Resultados de Contactos efectuados com Entidades Holandesas sobre Microgeração baseada na tecnologia de "motores stirling". Lisboa. ADENE - Agência para a Energia, 6 de 2008.
- **Paes, P. 2008.** O papel da Microgeração no cenário energético actual. Lousada. EDP - Energias de Portugal, S.A.; Direcção de Sustentabilidade e Ambiente, 2008.
- **Pereira, T., et al. 2009.** Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990-2007 Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Amadora. Agência Portuguesa do Ambiente; Departamento de Alterações Climáticas, Ar e Ruído, 15 de Abril de 2009.
- **REN. 2009.** REN - Rede Eléctrica Nacional. [Online] 2009. www.ren.pt.
- **Renováveis na Hora. 2009.** Guia para a Certificação de uma Unidade de Microprodução. 2009.
- **Renováveis na Hora.** Ministério da Economia e Inovação, 2009. www.renovaveisnahora.pt.
- **Resch, G., et al. 2007.** Recommendations for implementing effective & efficient renewable electricity policies. Viena. OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the european electricity market; projecto financiado pelo programa Energia Inteligente para a Europa (Refª: EIE/04/073/S07.38567), Fevereiro de 2007.

- **Resolução de Conselho de Ministros n.º72/1998.** Criação da Comissão Nacional para as Alterações Climáticas. Presidência do Conselho de Ministros. Diário da República, 1ª série n.º 147.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008.** Novas Metas de 2007 para Políticas e Medidas e Aprovação do PNALE II. Presidência do Conselho de Ministros. Diário da República, 1ª série, n.º3.
- **Resolução do Conselho de Ministros N.º 119/2004.** Plano Nacional para as Alterações Climáticas. Presidência do Conselho de Ministros.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005.** Estratégia Nacional para a Energia. Presidência do Conselho de Ministros. Diário da República. Vols. I-Série B, n.º 204, p. 9.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003.** Política Nacional Energética. Presidência do Conselho de Ministros. Diário da República, I-Série-B, p. 10.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008.** Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética – Plano Eficiência 2015 (PNAEE 2015). Presidência do Conselho de Ministros. Diário da República 1ª Série n.º 97.
- **Santos, F. D., Forbes, K. e Moita, R. 2001.** *Mudança Climática em Portugal. Cenários, Impactes e Medidas de Adaptação - SIAM. Sumário Executivo e Conclusões.* Lisboa : Gradiva, 2001.
- **Sec (2008) 57. 2008.** The support of electricity from renewable energy sources accompanying document to the proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Commission Staff Working Document, 23 de 1 de 2008.
- **SENDECO2 - Sistema Electrónico de Negociação de Direitos de Emissão de CO2. 2009.** A Bolsa de SENDECO2. Lisboa. Dezembro de 2009.
- **Sousa, I. e Alcobia, H. 2009.** Energias Renováveis e Microgeração - Desafios ao licenciamento e integração na construção e reabilitação de edifícios. *Netplan - Telecomunicações e Energia, S.A.* Matosinhos, Outubro de 2009.
- **TemplarLuz - Projectos, Execução e Manutenção de Instalações Eléctricas. 2010.** Microgeração. *Produza e Venda Energia Eléctrica à Rede.* Tomar, 2010.
- **United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). 2010.** Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009. *Decisions adopted by the Conference of the Parties.* Copenhagen, 2010.
- **United Nations. 1998.** Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1998.

6.2 WEBGRAFIA

- ENERGAIA - Agência Municipal de Energia de Gaia (<http://www.energaia.pt>);
- Portal da Comissão Europeia (http://ec.europa.eu/environment/climat/home_en.htm);
- European Renewable Energy Research Centres Agency (<http://www.eurec.be/>);

- Eurostat - Statistical Office of the European Union (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>);
- Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas - IPCC (<http://www.ipcc.ch>);
- Agência Portuguesa do Ambiente (<http://www.apa.pt>);
- Portal FDUC – Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra (<http://www.fd.uc.pt>);
- Portal do Instituto Nacional de Estatística (<http://www.ine.pt>);
- Portal Renováveis na Hora (<http://www.renovaveisnagora.pt>);
- Portal do Ministério da Economia (www.min-economia.pt);
- Portal da Direcção Geral de Energia e Geologia (<http://www.dgge.pt/>);
- Portal da Rede Energética Nacional (<http://www.ren.pt/>);
- Portal da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (<http://www.erse.pt/>);
- Portal da Agência Internacional de Energia - IEA (<http://www.iea.org/>);
- Projecto Europeu – DG-FER (<http://www.dgfer.org/>);
- Projecto Europeu – GREEN-X (<http://www.green-x.at/>);
- Projecto Europeu – EWEA (<http://www.ewea.org>);
- UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (<http://unfccc.int>);

ANEXOS

ANEXO 1

Procedimento de registo no Sistema de Registo de Microprodução (SRM)

O registo de uma unidade de microprodução é feita pelo produtor e está sujeita ao pagamento de uma taxa definida na Portaria n.º 201/2008 de 22 de Fevereiro de 250€, a este valor acresce o IVA à taxa de 12%, no caso das instalações cujas fontes de energia sejam totalmente renováveis, ou à taxa normal, nos restantes casos. Esta taxa é actualizada anualmente, com base na evolução anual do índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação.

O registo SRM contempla informação sobre os titulares e instaladores das unidades, assim como das inspecções necessárias à emissão dos respectivos certificados de exploração de acordo com o previsto no Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, e as regras técnicas específicas aprovadas. O registo inclui também o tipo de regime remuneratório pretendido e o comercializador com o qual o microprodutor pretende celebrar o respectivo contrato de compra e venda de electricidade.

O procedimento de registo de um microprodutor é o seguinte:

1. O produtor deverá efectuar o seu pedido de registo da unidade de microprodução fornecendo a informação solicitada no SRM:
 - Nome de contacto (poderá ser distinto do nome do produtor);
 - Telefone de contacto;
 - Telefone para SMS (obrigatório para envio de informações sobre o processo a remeter ao produtor por mensagem SMS);
 - CPE – Código do Ponto de Entrega (elemento constante na factura de fornecimento de energia do comercializador;
 - Identificação do comercializador.
2. Dados técnicos da instalação de microprodução:
 - Indicação da contribuição de cada fonte de energia para o valor de potência total de ligação;
 - Regime remuneratório solicitado;
 - Informações complementares necessárias à atribuição por parte do SRM do regime aplicável;

- O SRM validará o pedido de registo da unidade de microprodução tendo por base as condições do registo e os critérios legalmente previstos.
3. Validação do SRM:
- Na sequência da validação prevista o SRM dará resposta ao produtor sobre a viabilidade da sua instalação de microprodução, confirmando ou não o acesso ao regime remuneratório solicitado. O sistema remeterá um SMS ao produtor dando a indicação de que a resposta ao seu pedido está disponível no SRM, para consulta e confirmação do registo;
 - No caso da aceitação do registo por parte do SRM, a confirmação do mesmo por parte do produtor, deve ser efectuada no prazo máximo de 5 dias a contar da data de envio do SMS.
 - Com a confirmação do registo, por parte do produtor, o SRM disponibiliza a Ref.^a MB para efeitos de liquidação da taxa de registo da instalação de microprodução (Portaria n.º 201/2008 de 22 de Fevereiro) no prazo de 5 dias úteis;
 - Com o pagamento da taxa supra-mencionada o produtor garante a reserva da potência de ligação para a instalação, por um período de 120 dias a contar da data de informação do SRM;
 - A falta de pagamento da taxa de registo da instalação de microprodução implica a anulação do registo, perdendo o produtor o acesso à reserva de produção de energia registada.
4. Pedido de certificado de exploração:
- Após a informação do SRM e no prazo máximo de 120 dias o produtor deverá requerer o certificado de exploração, no SRM, através do formulário electrónico disponibilizado indicando:
 - a. A Entidade Instaladora (empresário em nome individual ou sociedade comercial) que executou a instalação, previamente registada no SRM;
 - b. O Técnico Responsável por Instalações Eléctricas de Serviço Particular ao serviço da Entidade Instaladora;
 - c. Os “equipamentos tipo” instalados.
 - Na sequência do pedido de certificado de exploração, esta será realizada no prazo máximo de 20 dias, na data e hora indicada na mensagem de SMS a enviar pelo SRM à pessoa a contactar e ao técnico responsável;

- A inspecção será realizada pela ERIIE – Entidade Regional Inspectora de Instalações Eléctricas da área da instalação de microprodução sendo obrigatória a presença do técnico responsável pela execução da instalação a certificar;
 - Na sequência da inspecção e não tendo sido identificadas quaisquer não conformidades, é entregue, no final da mesma, ao produtor ou ao técnico responsável presente o relatório de inspecção, que neste caso substitui o certificado de exploração, o qual será posteriormente remetido ao produtor pelo SRM;
 - Caso se identifiquem “*não conformidades*” impeditivas da certificação da instalação, o relatório de inspecção será entregue ao produtor ou ao técnico responsável, ficando a responsabilidade pela decisão de certificação, ou da realização de uma reinspecção inspecção dependente da avaliação técnica do SRM.
5. Contrato de compra e venda de electricidade com o comercializador:
- O SRM informa o comercializador de energia, no prazo de 5 dias úteis, da certificação da instalação de microprodução, o qual:
 - a. Remete no prazo de 5 dias úteis ao produtor o contrato de compra e venda da electricidade;
 - b. Em caso de recusa de celebração do contrato com o produtor, informa o SRM que remete esta informação para o comercializador de último recurso, para efeito de celebração do contrato. Neste caso o contrato de fornecimento de energia deverá igualmente ser celebrado com este comercializador;
 - c. O produtor, após a celebração do contrato de venda de energia, deverá proceder ao seu registo no SRM;
 - d. O SRM informa o operador da rede de distribuição da concretização do contrato para que este proceda à ligação da unidade de microprodução à RESP no prazo de 10 dias úteis;
 - e. O operador da rede de distribuição informa o SRM da data de início de produção da unidade de microprodução.
6. Pedido de reinspecção:
- Caso a inspecção não tenha conduzido à certificação da instalação da unidade de microprodução, o produtor poderá solicitar a realização de reinspecção, no prazo máximo de 30 dias;
 - A reinspecção será agendada nos mesmos moldes da primeira inspecção;

- O valor da taxa de reinspecção da instalação de microprodução é de 150 € acrescido do IVA à taxa de 12%, no caso das instalações cujas fontes de energia sejam totalmente renováveis, ou à taxa normal, nos restantes casos, este valor é estabelecido pela portaria n.º 201/2008 de 22 de Fevereiro;
- A não certificação da instalação de produção, na sequência da realização da reinspecção, anula todo o processo e obriga o produtor a novo registo.

ANEXO 2

Procedimento de Cálculo do Período de PR


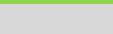




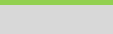




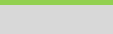












	Energia anual produzida kWh/kW	Preço da energia produzida (€/kWh)	Receitas Anuais (€/kW)	Custo de Investimento (€/kW)	Período de Retorno (anos)	Energia anual produzida kWh/kW	Preço da energia produzida (€/kWh)	Receitas Anuais (€/kW)	Custo de Investimento (€/kW)	Período de Retorno (anos)
	a	b	c=axb	d	d/c	a	b	c=axb	d	d/c
	2008					2009				
Painéis Fotovoltaicos										
Decreto-Lei nº 363/2007 (Regime Geral)	1400	0,11	154	5723	37	1400	0,12	168	5704	34
Decreto-Lei nº 363/2007 (Regime Bonificado)	1400	0,65	910	5723	6,29	1400	0,6175	864,5	5704	6,60
Decreto-Lei nº 225/2007	1400	0,47	658	6500	10	1400	0,47	658	6500	10
Decreto-Lei nº 33-A/2005	1400	0,102	142,8	6500	46	1400	0,102	142,8	6500	46
Aerogeradores										
Decreto-Lei nº 363/2007 (Regime Geral)	800	0,11	88	4223	48	800	0,12	96	4204	44
Decreto-Lei nº 363/2007 (Regime Bonificado)	800	0,455	364	4223	11,60	800	0,432	345,8	4204	12,16
Decreto-Lei nº 225/2007	800	0,08	64	5000	78	800	0,08	64	5000	78
Decreto-Lei nº 33-A/2005	800	0,08	64	5000	78	800	0,08	64	5000	78

ANEXO 3

Descrição dos indicadores de avaliação qualitativa do desempenho dos regimes de apoio

Descrição dos Indicadores de análise		Pontuação
Tipo de Regime de Apoio – Desempenho		
Tarifa Bonificada	5	
Incentivos ao Investimento	4,5	
Sistema de quotas obrigatórias	4	
Tarifa Premium	3,5	
Incentivos e Isenções fiscais	3	
Regime de Concurso	2,5	
Metas claras e de longo prazo		
Horizonte temporal - 15 anos	5	
Horizonte temporal - 10 anos	4	
Horizonte temporal - 8 anos	3,5	
Horizonte temporal - 5 anos	3	
Horizonte temporal - Abaixo dos 4 anos	2,5	
Período de concessão de apoio = Período de garantia da tarifa		
Mais de 20 anos	5	
Entre 15 a 20 anos	4	
Entre 10 a 15 anos	3,5	
Entre 5 a 10 anos	3	
Inferior a 5 anos (inclusivé)	2,5	
Estabilidade da tarifa remuneratória no tempo - Redução anual		
Redução inferior que 1%	5	
Redução entre 3% a 1%	4	
Redução entre 5% a 3%	3,5	
Redução entre 5% a 10%	3	
Redução maior que 10%	2,5	

Descrição dos indicadores de avaliação qualitativa do desempenho dos regimes de apoio
(continuação)

Procedimentos Administrativos		
Intervalo de tempo disponível para efectuar o registo		
Permanentemente	5	
Entre 30 e 20 dias por mês	4	
Entre 20 e 15 dias por mês	3,5	
Entre 15 e 10 dias por mês	3	
Menos de 10 dias por mês	2,5	
Encargos financeiros decorrentes do processo administrativo da unidade de		
Gratuito	5	
Inferior a 100 euros	4	
Entre 100 a 200 euros	3,5	
Entre 200 a 350 euros	3	
Superior a 350 euros	2,5	
Duração do processo de registo, licenciamento e inspecção da unidade de		
Menos de 5 dias úteis	5	
Entre 5 a 15 dias úteis	4	
Entre 15 a 30 dias úteis	3,5	
Entre 30 a 90 dias úteis	3	
Mais de 90 dias úteis	2,5	
Limite de potência por instalação		
$P_{\text{inst}} < 50 \text{ kW}$	5	
$30 < P_{\text{inst}} < 50 \text{ kW}$	4	
$15 < P_{\text{inst}} < 30 \text{ kW}$	3,5	
$5 < P_{\text{inst}} < 15 \text{ kW}$	3	
$P_{\text{inst}} > 5 \text{ kW}$	2,5	
Estado de cumprimento da meta estabelecida pelas entidades competentes		
Acima de 90 %	5	
Entre 90 e 75 %	4	
Entre 75 e 60 %	3,5	
Entre 60 e 50 %	3	
Abaixo dos 50 %	2,5	